

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту _____
(повна назва інституту)

Кафедра електропостачання _____
(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«___» _____ 20__ р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

спеціалізації Системи забезпечення споживачів електричною енергією

на тему: «Моделі та методи оцінювання та мінімізації втрат електричної енергії в розподільних мережах»

Виконав: студент II курсу, групи ОЕ-91мп

Добровенко Дмитро Юрійович _____
(прізвище, ім'я по батькові) (підпис)

Науковий керівник к.т.н., доц. Федосенко М. М. _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Консультант нормоконтроль ас. Прокопенко І.Д. _____
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.
Студент (-ка) _____

Київ – 2020 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

Інститут/факультет Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
(повна назва)

Кафедра електропостачання
(повна назва)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Добровенко Дмитро Юрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Моделі та методи оцінювання та мінімізації втрат електричної енергії в розподільних мережах»

науковий керівник дисертації к.т.н., доц. Федосенко М. М. _____ ,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «03» листопада 2020 р. №3199-с

2. Строк подання студентом дисертації 14 грудня 2020 року

3. Об'єкт дослідження: розподільні мережі напругою 6-10 кВ

4. Предмет дослідження: втрати потужності та електричної енергії в електротехнічних системах електроспоживання, режими споживання

5. Перелік завдань, які потрібно розробити _____

- Аналіз складових втрат електричної енергії.

- Аналіз способів управління та нормування втрат електричної енергії.

- Розробка методології для комплексної оцінки втрат електричної потужності та енергії.

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: схема електропостачання гірничовидобувного об'єкту, діаграми розподілу втрат потужності при двох математичних моделях, діаграма розподілу втрат активної потужності у трансформаторах та асинхронних двигунах системи електропостачання

7. Орієнтовний перелік публікацій «Математична модель вибору місць оптимального розміщення джерел живлення в розподільних мережах» Збірник

матеріалів XII Науково-технічна конференція «Енергетика. Екологія. Людина».
7-8 травня 2020 р.

- «Моделі та методи оцінювання та мінімізації втрат електричної енергії в розподільних мережах» Збірник матеріалів III Науково-технічна конференція магістрантів ІЕЕ, 26-27 листопада 2020 р.

8.Консультанти розділів дисертації

Нормоконтроль

ас. Прокопенко І.Д.

9.Дата видачі завдання 01 вересня 2020 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів МД	Примітка
1	Огляд літературних джерел по обраній темі	01.09.20-15.09.20	
2	Аналіз способів управління та нормування втрат електроенергії	16.09.20-20.10.20	
3	Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах	21.09.20-15.10.20	
4	Отримання даних для розрахунків та виконання розрахунків	16.10.20-20.11.20	
5	Розробка стартап проекту	11.11.20-20.11.20	
6.	Робота над статтею на конференцію «Збірник матеріалів III Науково-технічна конференція магістрантів ІЕЕ»	26.11.20-27.11.20	
7.	Оформлення дисертації	03.12.20-07.12.20	
8.	Оформлення реферату та презентації, проходження перевірки на плагіат та рецензування	30.10.20-10.12.20	
9.	Передзахист МД	10.12.20-14.12.20	
10.	Захист дисертації	17.12.20-22.12.20	

Студент

(підпис)

Добровенко Д. Ю.

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

Федосенко М. М.

(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація має: 146 сторінок основного тексту, 14 рисунків, 4 таблиці, 7 додатків, 43 бібліографічних найменування.

Актуальність роботи полягає у тому що, проблема оцінювання та зменшення втрат електричної енергії залишається важливим напрямком дослідження та підвищення енергоефективності розподілу електроенергії.

Об'єкт досліджень – розподільні мережі напругою 6-10 кВ.

Предмет досліджень – втрати потужності та електричної енергії в системах забезпечення споживачів електричною енергією, режими її споживання.

Мета роботи – забезпечення системного підходу до вирішення задачі оцінки та зменшення втрат електричної енергії в електричних мережах.

Основні методи дослідження – аналіз, синтез, системний підхід.

Робота складається з досліджень математичних моделей та методології оцінювання ефективності управління режимами мереж.

Наукова новизна. Сформована методологія систематизації інформації про споживання електроенергії об'єктами з подальшою обробкою з метою комплексної оцінки втрат потужності і енергії з поділом на складові, в тому числі і оцінюванням частки комерційних втрат. Сформовано математичні моделі і алгоритми вирішення перерахованих завдань.

Практичне значення. Результати роботи можуть бути використані в підприємствах електричних мереж, підрозділах з енергозбереження підприємств, при управлінні режимами споживання електричної енергії, в учбовому процесі при вивченні дисципліни “Математичне моделювання та прийняття рішень в системах електропостачання”.

Апробація результатів дисертації та публікації. Основні положення та результати виконаних в дисертації досліджень представлено на науково-технічній конференції «Енергетика. Екологія. Людина». 7-8 травня 2020 року та науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ, 26-27 листопада 2020 р.

Ключові слова: ВТРАТИ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ, НОРМУВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, МЕТОД СТАТИСТИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК .

THE ABSTRACT

The master's dissertation has: 146 pages of the main text, 14 figures, 4 tables, 7 applications, 43 bibliographic titles.

The urgency of the work is that the problem of estimating and reducing electricity losses remains an important area of research and improving the energy efficiency of electricity distribution.

The object of research is 6-10 kV distribution networks.

The subject of research is the loss of power and electricity in the systems of providing consumers with electricity, the modes of its consumption.

The purpose of the work is to provide a systematic approach to solving the problem of estimating and reducing electricity losses in electrical networks.

The main research methods are analysis, synthesis, system approach.

The work consists of research of mathematical models and methodology for evaluating the effectiveness of network mode management.

Scientific novelty. The methodology of systematization of information on electricity consumption by facilities with further processing for the purpose of complex estimation of losses of power and energy with division into components, including estimation of a share of commercial losses is formed. Mathematical models and algorithms for solving these problems are formed.

Practical meaning. The results of the work can be used in enterprises of electric networks, energy saving units of enterprises, in the management of electricity consumption, in the educational process in the study of the discipline "Mathematical modeling and decision making in power supply systems.

"Approbation of dissertation and publication results. The main provisions and results of the research performed in the dissertation were presented at the scientific and technical conference "Energy. Ecology. Man". May 7-8, 2020 and the scientific and technical conference of IEE undergraduates, November 26-27, 2020

Key words: LOSSES OF ACTIVE POWER, LOSSES OF ELECTRICITY, POWER SUPPLY, METHODS OF OPTIMIZATION, RATING OF LOSSES OF ELECTRIC POWER, MECHERICS.

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ТП - трансформаторна підстанція або цехова підстанція,

РП - високовольтний розподільний пункт

ЦРП - центральний розподільний пункт.

СП - силовий пункт цеху.

ГПП – головна понижуюча підстанція.

ВК – вимірювальний комплекс.

РТ – розподільний трансформатор.

ТН – трансформатор напруги.

ТС – трансформатор струму.

ЗМІСТ

ВСТУП	12
1 ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	17
1.1 Структура втрат потужності та електричної енергії.....	17
1.2 Види розрахунків втрат електроенергії.....	22
1.3 Системи електропостачання промислових підприємств.....	25
1.4 Графіки електроспоживання.....	30
Висновки до розділу	31
2 АНАЛІЗ, УПРАВЛІННЯ ТА НОРМУВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	32
2.1 Етапи аналізу та управління втрат електроенергії.....	32
2.2 Аналіз технічних і комерційних втрат електроенергії	36
2.3 Задача управління рівнем втрат потужності та енергії.....	43
2.4 Аналіз втрат електроенергії.....	48
2.5 Актуальність перевірки вимірювальних трансформаторів струму та напруги, здіяятих у комерційному обліку електричної енергії.....	53
2.6 Нормування втрат електроенергії.....	59
2.6.1 Основні проблеми нормування втрат електроенергії.....	59
2.6.2 Основи аналітико-розрахункового методу нормування втрат електроенергії. ..	63
Висновки до розділу	67
3 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ	69
3.1 Аналіз параметрів режимів і вихідних даних при розрахунку втрат в розподільних мережах.....	69
3.2 Розрахунок втрат потужності й електричної енергії в елементах мереж	73

3.3 Імовірнісні методи, що використовуються в задачах розрахунку втрат електроенергії.....	94
3.3.1 Основні положення.....	94
3.3.2 Метод статистичних характеристик	102
Висновки до розділу	111
4 ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ Й ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	112
4.1 Заходи та методи щодо зниження втрат потужностей й електричної енергії.....	112
4.1.1 Оптимізація режимів роботи трансформаторів на підстанціях	114
4.1.2 Розмикання замкнутих мереж в оптимальних точках.....	114
4.1.3 Оптимізація рівня робочої напруги.....	117
4.1.4 Вирівнювання графіка навантаження мережі.....	119
4.1.5 Удосконалення системи обліку втрат.....	120
4.1.6 Відключення частини трансформаторів у режимах малих навантажень.	121
4.1.7 Вирівнювання навантаження фаз мережі.....	122
4.1.8 Підвищення номінальної напруги мережі.....	125
4.2 Шляхи зниження комерційної складової втрат	126
4.3 Проблеми та методи комп'ютеризації розрахунків за електроенергію та оцінки комерційних втрат у побутовому секторі	129
Висновки до розділу	134
5 СТАРТАП ПРОЕКТ	135
ВИСНОВКИ	141
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	143
Додаток А	148
Додаток Б.....	149
Додаток В.....	154

Додаток Г166

Додаток Г168

Додаток Д.....170

Додаток Е.....171

ВСТУП

Обсяг втрат електроенергії в електричних мережах - найважливіший показник економічності їхньої роботи, наочний індикатор стану системи обліку електроенергії, ефективності енергозбутової діяльності енергопостачальних організацій. Цей індикатор чітко свідчить про проблеми, які вимагають невідкладних рішень у розвитку, реконструкції й технічному переозброєнні електричних мереж, удосконаленні методів і засобів їхньої експлуатації й керування, у підвищенні точності обліку електроенергії, ефективності збору коштів за спожиту електроенергію тощо.

Стає очевидним, що різке загострення проблеми зниження втрат електроенергії в електричних мережах вимагає активного пошуку нових шляхів її вирішення, нових підходів до вибору відповідних заходів, а головне, до організації роботи зі зниження втрат.

У зв'язку з малими інвестиціями у розвиток і технічне переозброєння електричних мереж, в удосконалювання систем керування їхніми режимами, в облік електроенергії, виникла низка тенденцій, що негативно впливають на рівень втрат у мережах, адже йдеться про: застаріле обладнання, фізичне й моральне зношування засобів обліку електроенергії, невідповідність встановленого обладнання передаваній потужності.

На тлі змін, що відбуваються у господарському механізмі енергетики проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах не тільки не втратила своєї актуальності, а навпаки висунулася в одне із завдань забезпечення фінансової стабільності енергопостачальних організацій.

Питання раціонального використання паливно – енергетичних ресурсів є на даному етапі одним із актуальних як у нашій країні так і за кордоном. Для досягнення максимальної ефективності та їх використання необхідно розглядати весь ланцюг виробництва електроенергії, починаючи від видобутку первинних енергоносіїв та їх транспортування у місця переробки в більш універсальний вид

енергії – електроенергії та закінчуючи використанням її у споживачів. Можливості для зниження витрат енергоресурсів є на всіх етапах.

Зниження втрат електроенергії в електричних мережах – важлива складова загального комплексу енергозберігаючих заходів. Електроенергія є єдиним видом продукції, транспортування якої здійснюється за рахунок витрати певної частини самої продукції, тому витрати електроенергії при її передачі неминучі, задача складається у визначенні їх оптимального рівня і підтримки фактичних витрат на цьому рівні.

Співставлення рівнів втрат у різних країнах показує, що вони значно різняться навіть для країн з приблизно однаковим рівнем розвитку економіки. Рівень втрат в першу чергу визначається умовами виробництва, що склалися в конкретній країні та розподілом електроенергії, а не ефективністю заходів, що проводяться для їх зниження. Наприклад, виробництво енергії на електростанціях відносно малої потужності, які постачають електроенергію до близько розташованих споживачів, призводить до зниження втрат у мережах. Але збільшення витрат палива на виробництво енергії на таких станціях звичайно перекидає цей ефект.

Значні резерви економії енергетичних ресурсів наявні в електромережах. В нашій країні втрати в електричних мережах сягають 12-14% а за іншими статистичними даними до 18%. Перш за все, це обумовлено величезними обсягами крадіжок електричної енергії з мереж, відсутністю досконалих систем обліку, що дозволяє використовувати її майже без обмежень, застарілим обладнанням електромереж.

Проте існують і значні технологічні втрати, і не слід забувати, що на початку 1990-х років втрати у вітчизняних електромережах були на рівні 6-8%, саме такі як і в електричних мережах розвинених країн.

Втрати електроенергії – один з найважливіших економічних показників електромережного підприємства. Їхня величина відбиває технічний стан і рівень експлуатації всіх передавальних пристроїв, стан систем обліку і метрологічне

забезпечення парку вимірювальних приладів, ефективність енергозбутової діяльності.

У міжнародній практиці прийнято вважати, що відносні загальні втрати електроенергії при її передачі і розподілі задовільні, якщо вони не перевищують 4-5%. Втрати електроенергії на рівні 10% оцінюють як максимально припустимі з погляду фізики передачі по мережах. Якщо цей рівень вище 10%, то, як правило, у втратах значна комерційна складова[1].

Нормативи з експлуатації міських і сільських електричних мереж рекомендують наступні норми по визначенню втрат (таблиця А.1).

Проблема в тому, що через недостовірну інформацію про роботу передавальних пристроїв експлуатаційний персонал підприємств не може скласти об'єктивний енергобаланс мережного підприємства. Зараз інформацією, що не викликає сумнівів, є кількість активної енергії, відпущеної з шин центрів живлення, а інформацією більш-менш достовірною – кількість електроенергії, спожитої абонентами.

Знаючи варіації максимумів навантаження і величину стандартного відхилення, можна знайти мінімальне число вимірів, при яких середнє обмірюване навантаження буде відрізнятися від дійсного (генерального) середнього його значення не більше ніж на $\pm 10\%$ при імовірності висновку 0,95. Ця величина дорівнює 5 вимірам. Таким чином, для судження про величину середнього максимуму навантаження силового трансформатора необхідно провести як мінімум 5 вимірів у передбачуваний час проходження максимуму.

Відсутність літніх і зимових графіків навантажень активної і реактивної потужності, нерівномірне навантаження по фазах, коливання рівня напруги ускладнюють розрахунок, а сама абсолютна (відносна) величина втрат ставляться під сумнів, тому що існуючі методики не відбивають реальне положення речей і не враховують ряд факторів, насамперед – реактивну потужність. Маючи повну й об'єктивну інформацію про роботу силового трансформатора, можна довідатися всі цікавлячі нас показники: $\operatorname{tg} \varphi$ ($\cos \varphi$), T_{\max} , $t = f(T_{\max}, \cos \varphi)$, E_a , E_p . [2]

При розгляді питань зниження втрат електроенергії в мережах необхідно мати на увазі, що зниження втрат не є самоціллю, а одним із аспектів більш загальної проблеми підвищення економічності роботи енергосистем та народного господарства, проте існують випадки, коли ці цілі не співпадають. Інколи більш вигідно згодитися на деяке збільшення втрат, якщо при цьому досягається зниження навантаження електростанцій, котрі працюють на дефіцитному або кошовному паливі, збільшення безперервного електропостачання чи підвищення якості електроенергії.

Актуальність роботи полягає у тому що, проблема оцінювання та зменшення втрат електричної енергії залишається важливим напрямком дослідження та підвищення енергоефективності розподілу електроенергії.

Об'єкт досліджень – розподільні мережі напругою 6-10 кВ.

Предмет досліджень – втрати потужності та електричної енергії в системах забезпечення споживачів електричною енергією, режими її споживання.

Мета роботи – забезпечення системного підходу до вирішення задачі оцінки та зменшення втрат електричної енергії в електричних мережах.

Основні методи дослідження – аналіз, синтез, системний підхід.

Наукова новизна. Сформована методологія систематизації інформації про споживання електроенергії об'єктами з подальшою обробкою з метою комплексної оцінки втрат потужності і енергії з поділом на складові, в тому числі і оцінюванням частки комерційних втрат. Сформовано математичні моделі і алгоритми вирішення перерахованих завдань.

Практичне значення. Результати роботи можуть бути використані в підприємствах електричних мереж, підрозділах з енергозбереження підприємств, при управлінні режимами споживання електричної енергії, в учбовому процесі при вивченні дисципліни “Математичне моделювання та прийняття рішень в системах електропостачання”.

Апробація результатів дисертації та публікації. Основні положення та результати виконаних в дисертації досліджень представлено на науково-технічній

конференції «Енергетика. Екологія. Людина». 7-8 травня 2020 року та науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ, 26-27 листопада 2020 р.

1 ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Структура втрат потужності та електричної енергії

Витрати на виробництво і передачу споживачам електроенергії містять у собі вартість електроенергії, що витрачається на її передачу електричними мережами (втрати). При встановленні тарифу на електроенергію регіональні енергетичні комісії аналізують обґрунтованість рівня втрат, що включаються в тариф. Очевидно, що в енергопостачальних організаціях існують резерви зниження втрат і включення в тариф фактичного рівня втрат не стимулювало б проведення економічно обґрунтованих заходів щодо їх зниження. У зв'язку з цим виникає задача визначення нормативних значень втрат, включення яких у тариф обґрунтовано. Наднормативні втрати повинні покриватися за рахунок прибутку енергопостачальних організацій.

У силу істотних відмінностей структури мереж і їхньої довжини норматив втрат для кожної енергопостачальної організації становить значення, визначене на основі аналізу схем і режимів роботи електричних мереж і особливостей обліку надходження і відпуску електроенергії.

Фактичні (звітні) втрати ΔW_o визначаються різницею показань лічильників надходження електроенергії в мережу і її корисну відпустку споживачам. Очевидно, що вони містять у собі не тільки технічні втрати, але і втрати комерційного характеру, обумовлені недосконалістю способів визначення корисної відпустки електроенергії споживачам (у тому числі і її розкраданнях). Для обґрунтування нормативу втрат необхідно визначити їхню структуру, оцінити резерви зниження кожної складової і реальні обсяги їхньої можливої реалізації в планованому періоді. [3]

Фактичні втрати можуть бути розбиті на чотири складові, кожна з яких має свою фізичну природу (рисунок 1.1):

1) технічні втрати електроенергії - ΔW_m , обумовлені конструктивними параметрами мережі і фізичними процесами, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах і, що виражаються в перетворенні частини електроенергії в тепло в елементах електричних мереж. Це навантажувальні втрати і

втрати холостого ходу. Технічні втрати обумовлюються фізичними процесами, що протікають у провідниках при передачі по них електричної енергії.

Технічні втрати енергії можна оцінити також за допомогою електролічильників втрат[3].

Фактичне значення технічних втрат ΔW_m може бути встановлено розрахунково на підставі відомих законів електротехніки, оскільки всі їхні складові мають математичні описи й алгоритми розрахунку. Застосування відомих методів оптимізації дозволяє кількісно визначити їх економічно обґрунтований рівень і оцінити наявні резерви зниження. Економічно обґрунтовані (оптимальні) технічні втрати $\Delta W_{m.o.}$ є різниця між їх фактичним значенням ΔW_m і зниженням втрат δW_o , що може бути досягнуте за рахунок упровадження всіх заходів, витрати на які окупаються менш чим за нормативний строк окупності, що відповідає нормативному коефіцієнтові ефективності капітальних вкладень:

$$\Delta W_{m.o.} = \Delta W_m - \delta W_o \quad (1.1)$$

Технічні втрати, у свою чергу розділяють, на навантажувальні втрати ΔW_n , втрати холостого ходу ΔW_x і втрати на корону $\Delta W_{кор}$. Класифікують їх і по групах елементів мереж (втрати в лініях, трансформаторах, реакторах і т.д.). Галузева інструкція виділяє сімох складових втрат:

- навантажувальні втрати в лініях, силових трансформаторах і автотрансформаторах;
- втрати холостого ходу в трансформаторах і автотрансформаторах;
- втрати на корону в повітряних лініях;
- витрата електроенергії на власні потреби підстанцій;
- витрата електроенергії в пристроях, що компенсують — батареях статичних конденсаторів (БСК), синхронних компенсаторах (СК), генераторах, що працюють у режимі СК, статичних тиристорних компенсаторів (СТК);
- втрати в реакторах підстанцій;

- втрати у вимірювальних трансформаторах струму і напруги і їхніх вторинних ланцюгів, включаючи лічильники електроенергії.

2) витрата електроенергії на власні потреби підстанцій - ΔW_{nc} , необхідної для забезпечення роботи технологічного устаткування підстанцій і життєдіяльності обслуговуючого персоналу. Витрата електроенергії на власні потреби підстанцій реєструється лічильниками, установленими на трансформаторах власних потреб. Мається і нормативний документ, що встановлює норми витрати, хоча і досить старий. Різниця між цими величинами є резервом зниження цієї складової втрат.

3) недооблік електроенергії - W_y , обумовлений великими негативними похибками приладів її обліку в споживачів у порівнянні з аналогічними похибками приладів, що фіксують її надходження в мережу. Похибки приладів обліку (включаючи трансформатори струму (ТС), напруги (ТН) і сполучні проводи (кабелі) як складового вимірювального комплексу) у паспортних даних характеризуються двосторонніми похибками (плюс-мінус), однак у силу ряду причин, про які буде сказано нижче, виникає систематична негативна похибка системи обліку електроенергії на об'єкті, що включає сотні і тисячі вимірювальних комплексів. Ця похибка приводить до недообліку електроенергії, тому до неї застосовується термін «втрати». Слід зазначити, що в нинішніх умовах експлуатації приладів обліку, недооблік електроенергії виявляється істотним. Втрати, обумовлені похибками обліку, також можуть бути розраховані на основі даних про метрологічні характеристики й умови роботи використовуваних приладів. Розроблена методологія таких розрахунків дозволяє визначити їх економічно обґрунтований рівень і оцінити наявні резерви зниження.

4) комерційні втрати - ΔW_k , обумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю показів лічильників і сплатою за електроенергію побутовими споживачами й іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії. При відомих технічних втратах фактичне значення комерційних втрат визначають по формулі

$$\Delta W_k = \Delta W_o - W_m \quad (1.2)$$

Комерційні втрати не мають самостійного математичного опису і, як наслідок, не можуть бути розраховані автономно. Їхнє значення визначається як різниця між

фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами і являє собою небаланс або комерційні втрати. Значення небалансу залежить від точності виконання аналітичних розрахунків і відповідності системи обліку потоків енергії по електролічильникам в технічних умовах.

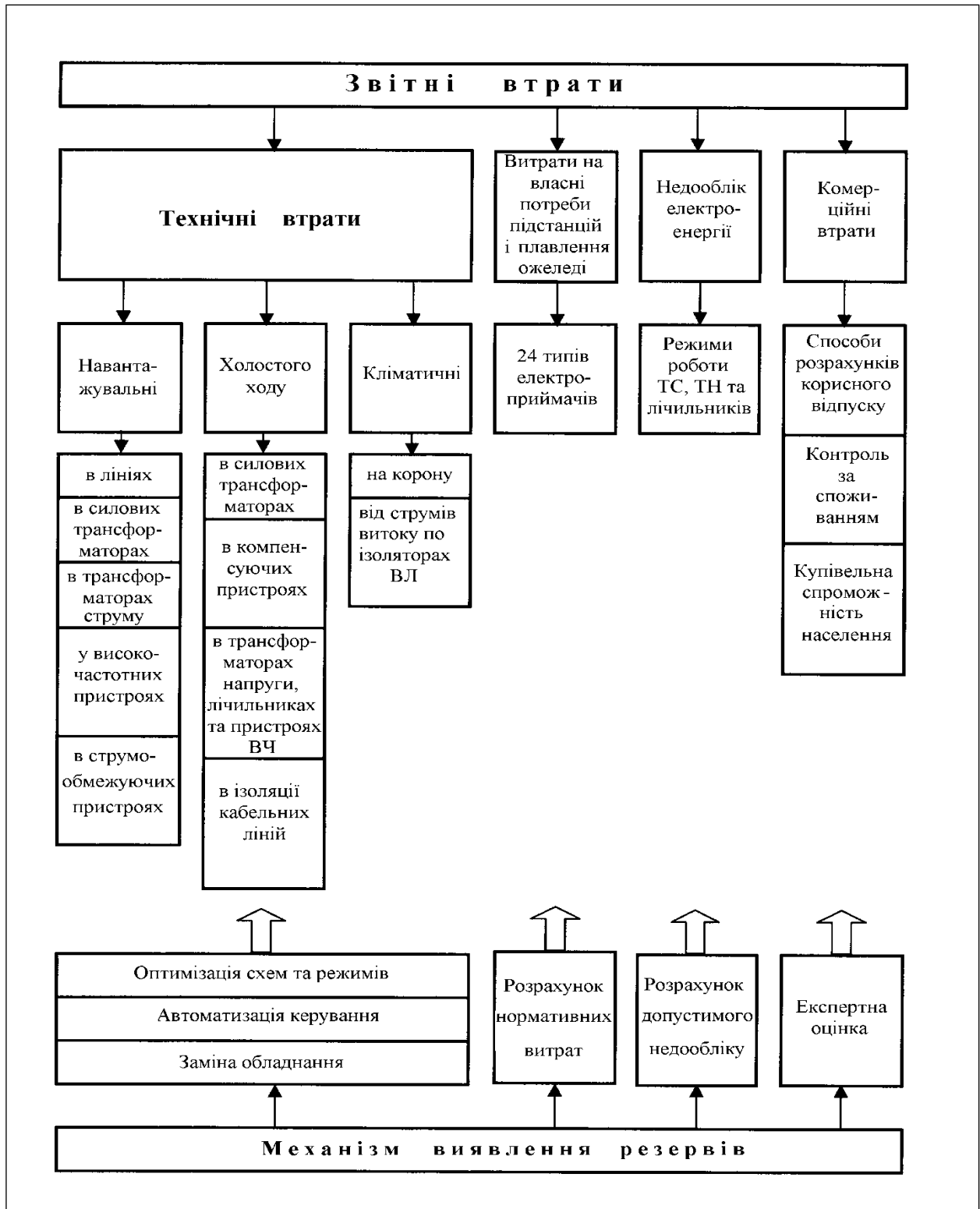


Рисунок.1.1 - Фактичні втрати електроенергії

Розумне перспективне значення комерційних втрат може бути встановлене на підставі експертної оцінки, що враховує соціальні фактори і рівень купівельної спроможності населення в регіоні.

Слід зазначити, що проводима в ряді випадків політика неврахування комерційних втрат при розробці нормативу не приводить до успіху, а лише змушує енергопостачальні організації спотворювати дані про структуру втрат, завищуючи їх технічну складову

Припустимо значення комерційних втрат $\Delta W_{\kappa.o.}$ також може бути визначено розрахунком на підставі нормованих класів точності приладів обліку.

В даний час витрата електроенергії на власні потреби підстанцій відбивається в звітності в складі технічних втрат, а втрати, обумовлені похибками системи обліку електроенергії, - у складі комерційних втрат. Це є недоліком існуючої системи звітності, тому що не забезпечує ясного уявлення про структуру втрат і про доцільні напрямки робіт з їхнього зниження.

Відповідно до викладеного, вираження для звітних втрат запишемо у вигляді:

$$\Delta W_o = \Delta W_m + \Delta W_{nc} + W_y + \Delta W_{\kappa} \quad (1.3)$$

Оптимальні втрати $\Delta W_{m.o.}$ не є постійною величиною, яку можна визначити 1 раз і потім використовувати як мету. Визначені на стадії розробки схеми розвитку енергосистеми, вони відповідають прогнозованим навантаженням, на базі яких виконуються всі проектні розрахунки. Реальні навантаження в умовах експлуатації будуть трохи відрізнятися від розрахункових, тому значення $\Delta W_{m.o.}$, визначене для поточного розрахункового періоду часу, буде відрізнятися від його значення, визначеного на стадії проектування. Крім того, ріст навантажень по роках буде приводити до зміни величини ΔW_m , а отже, і $\Delta W_{m.o.}$. Тому оптимальні втрати можуть бути представлені у виді ряду значень, кожне з яких відповідає своєму розрахунковому періодові. Весь ряд цих значень повинний коректуватися в міру уточнення даних про навантаження і схеми на перспективу.

Сума розглянутих трьох складових втрат, обумовлених технологією виробничого процесу передачі електроенергії по мережах і інструментальному обліку

її надходження і відпустки становить технологічні втрати. Четверта складова - комерційні втрати - являє собою вплив «людського фактора» і містить у собі всі прояви такого впливу: свідомі розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни показань лічильників, споживання енергії повз лічильники, несплату або неповну оплату показань лічильників (не завжди вчасно виявлену через обмеженість штату контролерів), визначення розрахунковим шляхом корисного споживання електроенергії абонентами, підключаються тимчасово без лічильників, і т.п.

Тоді оптимальне значення звітних втрат має знаходитися в діапазоні

$$\Delta W_o = \Delta W_{m.o.} \pm \Delta W_{к.д.} \quad (1.4)$$

1.2 Види розрахунків втрат електроенергії

Розрахунки втрат електроенергії підрозділяють на три види: ретроспективні, оперативні і перспективні.

Ретроспективні розрахунки (визначення втрат електроенергії за минулі інтервали часу) виконують для:

- визначення структури втрат електроенергії по групах елементів електричної мережі;
- оцінки комерційних втрат електроенергії;
- виявлення елементів (груп елементів) з підвищеними втратами електроенергії і розробки заходів щодо їхнього зниження;
- визначення фактичної ефективності впроваджених заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- складання балансів електроенергії по енергосистемі в цілому, її структурним підрозділам і підстанціям і розробки заходів щодо зниження небалансів до припустимих значень;
- визначення техніко - економічних показників енергосистеми;
- проведення фінансових розрахунків зі споживачами й іншими енергосистемами за втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, невраховувані лічильниками електроенергії.

Оперативні розрахунки (визначення втрат електроенергії за поточні інтервали часу) виконують для:

- контролю за поточними значеннями втрат електроенергії і їхньою зміною в часі;
- оперативного коректування режимів і схеми електричної мережі з метою мінімізації втрат електроенергії;
- складання балансів потужності по енергосистемі в цілому, її структурним підрозділам і підстанціям з метою контролю за дотриманням лімітів по потужності;
- визначення очікуваних втрат електроенергії на кінець місяця, кВарталу, року;
- формування бази даних, використовуваних при прогнозуванні втрат електроенергії.

Перспективні розрахунки (визначення очікуваних втрат електроенергії для розрахункових інтервалів часу в майбутньому) виконують для:

- визначення очікуваних втрат електроенергії на наступний и подальші роки;
- оцінки очікуваної ефективності планованих заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- порівняння варіантів реконструкції електричних мереж.

По особливостях схем і режимів електричних мереж і інформаційної забезпеченості розрахунків виділяють п'ять груп мереж, розрахунок втрат електроенергії в яких роблять різними методами. Ми розглянемо лише розподільні мережі:

- електричні мережі 6 - 20 кВ;
- електричні мережі 0,4 кВ.

На підставі результатів розрахунків і звітних даних проводять аналіз втрат електроенергії з метою рішення наступних задач:

- виявлення й оцінки резервів енергосистеми і її підприємств по зниженню втрат електроенергії;
- виявлення і ранжирування основних факторів, що визначають рівень втрат електроенергії;
- оцінки ефективності конкретних заходів щодо зниження втрат електроенергії і визначення черговості їхнього впровадження;
- визначення осередків комерційних втрат електроенергії;
- оцінки результатів роботи з показника "втрати електроенергії" енергосистеми в цілому, а також окремих її підрозділів;
- підготовки й обґрунтування рішень по розвитку електричних мереж і впровадженню заходів щодо зниження втрат, що вимагають капітальних вкладень.

Основними формами аналізу втрат електроенергії є:

- складання балансів електроенергії по кожній підстанції, електростанції, підприємству електричних мереж і енергосистемі в цілому;
- порівняння розрахункових, планових і звітних втрат електроенергії за різні тимчасові інтервали й аналіз зміни втрат по енергосистемі й окремих її підприємствах;
- аналіз зміни окремих складових втрат електроенергії з урахуванням зміни схем, режимів електричних мереж і структури відпустки електроенергії;
- порівняння звітних і планових нормованих і лімітованих складових балансу електроенергії (власні потреби, господарські і виробничі потреби);
- оцінка фактичної ефективності окремих заходів щодо зниження втрат електроенергії, а також плану заходів у цілому;
- виявлення залежності втрат електроенергії від основних факторів, що характеризують схему мережі і режими її роботи.

При проведенні аналізу втрат електроенергії доцільно використовувати наступну інформацію:

- результати розрахунків режимів електричних мереж і їхньої схеми;
- результати розрахунків втрат електроенергії і їхніх структур;
- звітні дані про втрати електроенергії в енергосистемі і її підприємствах за ряд років;
- дані про потоки електроенергії по міжсистемним лініям за ряд років;
- підсумки виконання планів заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- проектні рішення по розвитку електричних мереж;
- матеріали, що характеризують стан і використання засобів компенсації реактивної потужності і регулювання режиму електричних мереж;
- дані про оснащеність мереж споживачів електроенергії пристроями, що компенсують, (квар/кВт) за ряд років;
- дані про стан розрахункового і технічного обліку електроенергії;
- дані про середньомісячну оплату електроенергії в розрахунку на одного побутового абонента і результатах боротьби з розкраданнями електроенергії;
- дані про матеріальне стимулювання персоналу енергосистеми за зниження втрат електроенергії. [1]

1.3 Системи електропостачання промислових підприємств

Система електропостачання промислового підприємства складається з мереж напругою до 1000 В та вище, трансформаторних підстанцій і силових пунктів у цехах. Призначена система для забезпечення вимог виробництва в передачі електроенергії від джерела живлення до місця споживання її у відповідній кількості та якості.

Режими системи електропостачання промислового підприємства, як підсистеми енергосистеми країни, визначаються режимами енергосистеми та підприємства. Підприємство в залежності від характеру виробництва задає режим навантажень. Енергосистема обмежує потужність, впливає на якість енергії та на надійність електропостачання.

Усі системи можна поділити на три типи: ізолювані, централізовані та комбіновані.

На рисунку 1.2 подано ізолювану систему електропостачання.

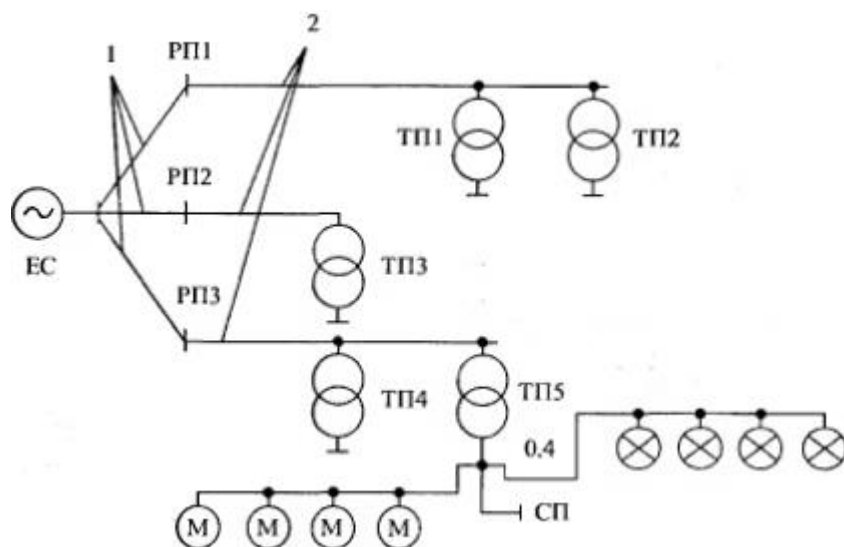


Рисунок 1.2 - Ізолювана система електропостачання

На рисунку 1.3 подано варіант централізованої системи електропостачання.

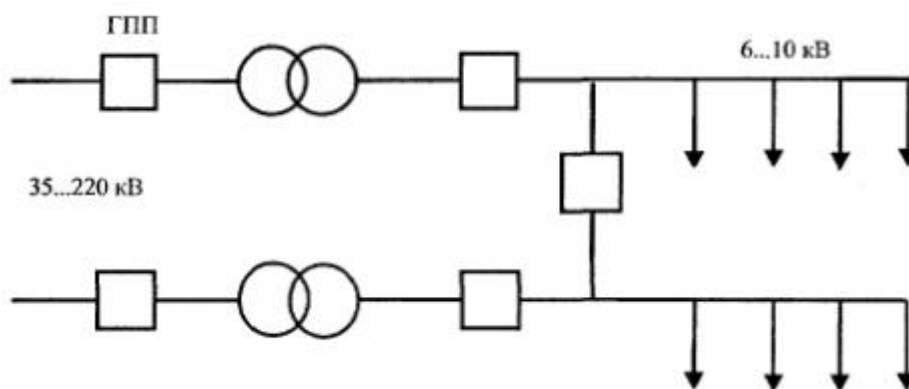


Рисунок 1.3 - Централізована система електропостачання

Підприємство одержує електроенергію від енергосистеми, як правило, мережами напругою 35... 220 кВ. Підприємство має ГПП, де напруга знижується до величини 6... 10 кВ. ГПП виконує функції РП.

На рисунку 1.4 подано комбіновану систему електропостачання.

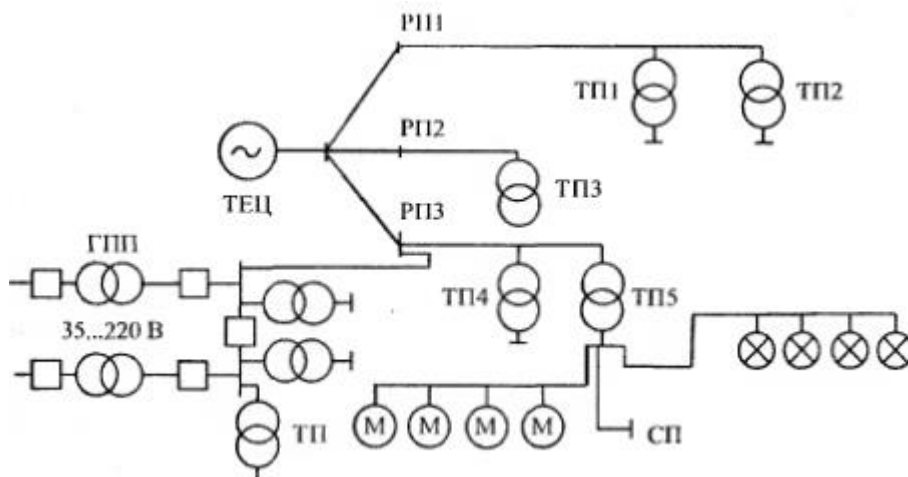


Рисунок 1.4 - Комбінована система електропостачання

Комбінована система електропостачання характеризується наявністю двох або більше джерел живлення і рекомендується підприємствам, яким для технології потрібно мати велику кількість тепла [4].

Вимоги до систем електропостачання

Надійність (безперебійність) електропостачання. В собівартості продукції електроенергія становить здебільшого 3...10%, але при порушенні електропостачання робота підприємства паралізується.

Згідно з ПУЕ всі електроприймачі за надійністю поділяють на категорії:

Якість електроенергії повинна відповідати стандартам України.

Економічність. Усі рішення в енергетиці приймаються на основі техніко-економічних розрахунків.

Безпечність, Система електропостачання не повинна бути причиною пожежі або вибуху.

Зручність монтажу та експлуатації. Зручність монтажу забезпечується застосуванням комплектного обладнання. Зручність експлуатації - автоматизацією, диспетчеризацією та телекеруванням. Ця вимога різко підвищує вартість системи електропостачання, тому обов'язковим є техніко-економічний розрахунок.[5]

Гнучкість системи електропостачання. Система електропостачання не повинна стримувати технологів при реконструкції і модернізації.

Зручність розширення.

Відповідність умовам середовища.

Вимоги екології.

Основні характеристики електроприймачів

Кожен електроприймач характеризується потужністю кВт. В розрахунках систем електропостачання розглядають такі потужності:

- номінальна потужність, $P_{\text{ном}}$;
- паспортна потужність, $P_{\text{пасп}}$;
- потужність приєднання, $P_{\text{пр}}$ це потужність, яку споживає електроприймач від мережі;
- потужність установлена, P_y .

У розрахунках прийнято позначення: для групи електроприймачів - P , для одного електроприймача - p .

Режими роботи електроприймачів

У системах електропостачання промислових підприємств розглядають такі режими роботи електроприймачів:

Тривалий режим - електроприймач підключаються до мережі на тривалий час, і в процесі роботи температура приймача піднімається до розрахункової величини. Приклад: конвеєри, електронриноди насосів і димососів. На рис 1.5 подано індивідуальний графік потужності та температури електроприймача, що працює у тривалому режимі.[6]

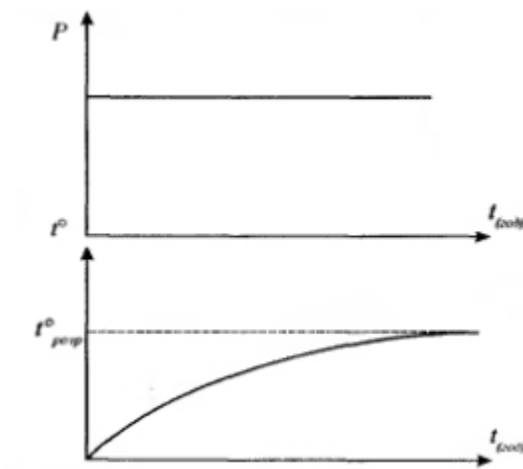


Рисунок 1.5 - Індивідуальний графік електроприймача, що працює у тривалому режимі

Короткочасний режим характеризується тим, що за період включення електроприймач не встигає нагрітися до розрахункової величини, а за період паузи він охолоджується до температури навколишнього середовища. Приклад: електропривід автоматичних пристроїв.[7]

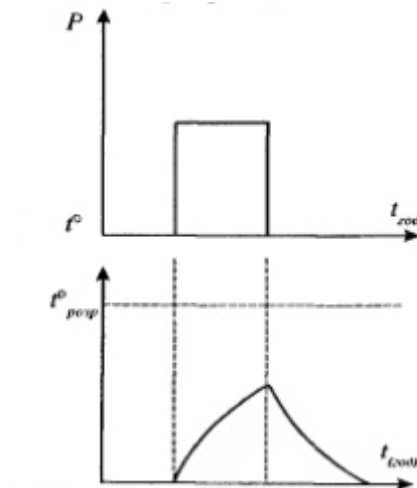


Рисунок 1.6 - Індивідуальний графік електроприймача, що працює короткочасному режимі

На 1.7 рисунку подано індивідуальний графік потужності та температури електроприймача, що працює в повторно-короткочасному режимі.

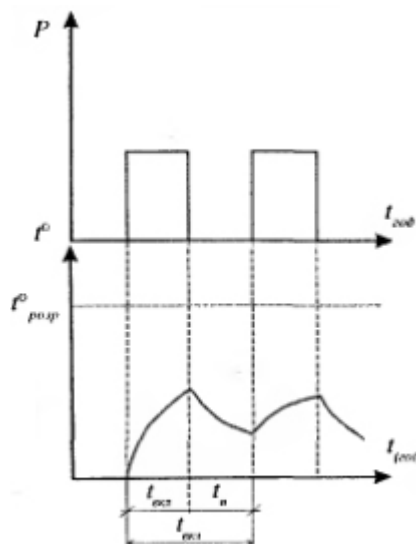


Рисунок 1.7 - Індивідуальний графік електроприймача, що працює в повторно-короткочасному режимі

1.4 Графіки електроспоживання

Класифікація графіків:

Графіки класифікуються за видом досліджуваної величини:

- графік потужності
- графік струму
- графік напруги;
- графік $\cos \varphi$

Графіки класифікуються за місцем визначення

- індивідуальний графік (одного електроприймача)
- груповий графік;
- цеховий графік;
- графік підприємства.

Графіки класифікуються та часом зняття графіка:

- графік за зміну;
- графік за добу;
- графік за місяці.;
- графік за рік

На рисунку 1.8 подано реалізацію графіка потужності підприємства

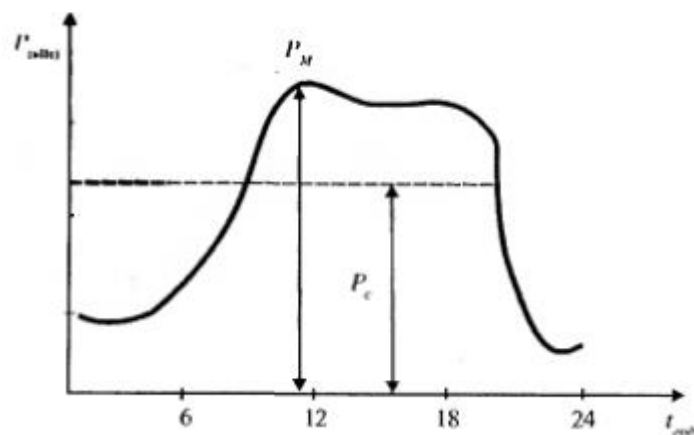


Рисунок 1.8 - Графік потужності підприємства, що працює у дві зміни

Основний параметр графіка - середня потужність. Величина її визначається за формулами:

$$P_c = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T p(t) dt, \quad P_c = \frac{W}{T} \quad (1.5)$$

де W - енергія, яку споживає підприємство протягом доби.

За графіком можна знайти такі потужності: P_c , P_m , P_{ck} .

P_{ck} - середньоквадратична потужність:

$$P_{ck} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T p^2(t) dt} \quad (1.6)$$

Середньоквадратична потужність найточніше характеризує процес нагрівання провідників.

На основі цих величин обчислюється вартість електроенергії. Тарифи на електроенергію:

однотарифовий W (оплата за електроенергію, кВт·г);

двотарифовий $C_B = \alpha \cdot P_m + \beta \cdot W$, де

$\alpha \cdot P_m$ - постійна ставка, $\beta \cdot W$ - змінна ставка,

P_m - максимум за добовим графіком потужності.

W - електроенергія, яку підприємство споживає за розрахунковий період (місяць).

Більшість підприємств країни використовує *диференційований* за часом доби *третарифовий* тариф.

Висновки до розділу

У даному розділі розглянуто структуру втрат електричної енергії. А саме: фактичні або звітні втрати, які поділяються на технічні втрати, втрати на власні потреби, втрати через недооблік електроенергії та комерційні втрати. Та розглянуто кожен складову окремо.

Проведено аналіз вимог до систем електропостачання та оцінювання режимів роботи електроприймачів.

2 АНАЛІЗ, УПРАВЛІННЯ ТА НОРМУВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

2.1 Етапи аналізу та управління втрат електроенергії

Процес формування показника «втрати електроенергії» починається з виміру електроенергії (рисунок 2.1), що надійшла в мережу, відпущеної в мережі сусідніх енергопостачальних організацій і корисно відпущеної споживачам. При цьому визначаються так звані фактичні чи звітні втрати електроенергії, величина яких залежить не тільки від точності вимірів електроенергії, але і від правильності, своєчасності і сумлінності зняття показів лічильників, правильності і своєчасності виставляння рахунків на оплату врахованої електроенергії, тобто від ефективності збутової діяльності.

Однак вимірів тільки звітних втрат електроенергії, навіть якщо вони виконані точно, недостатньо для розробки заходів щодо їхнього зниження, тому що необхідно знати структуру цих втрат, технологічно обумовлену їхню частину (технічні втрати), ділянки мережі, де рівень технічних втрат найбільший. Це тому, що вимір електроенергії виконуються нерідко із значними похибками, то мають місце небаланси (недооблік) електроенергії по окремих вузлах і мережі в цілому, що у сумі з розкраданнями електроенергії складають так називані комерційні втрати електроенергії, що мають досить складну структуру і називаються нетехнічними втратами

Для розробки заходів щодо зниження технічних втрат, оцінки їхньої ефективності, оцінки величини небалансів і виявлення неврахованої електроенергії необхідно точніше розрахувати технічні втрати електроенергії в мережі в цілому, в елементах мережі з розбивкою по ступенях напруги і структурних підрозділів енергопостачальних організацій.

Після аналізу звітних і технічних втрат, наявних резервів по їхньому зниженню визначається й розробляється норматив втрат електроенергії, що представляється в регіональну енергетичну комісію (РЕК) на узгодження і твердження.

Комерційні втрати електроенергії, як відомо, містять у собі не тільки розкрадання, але і недооблік електроенергії, обумовлений негативними систематичними похибками вимірювальних комплексів (ВК) - лічильників електроенергії, трансформаторів струму і напруги [3].

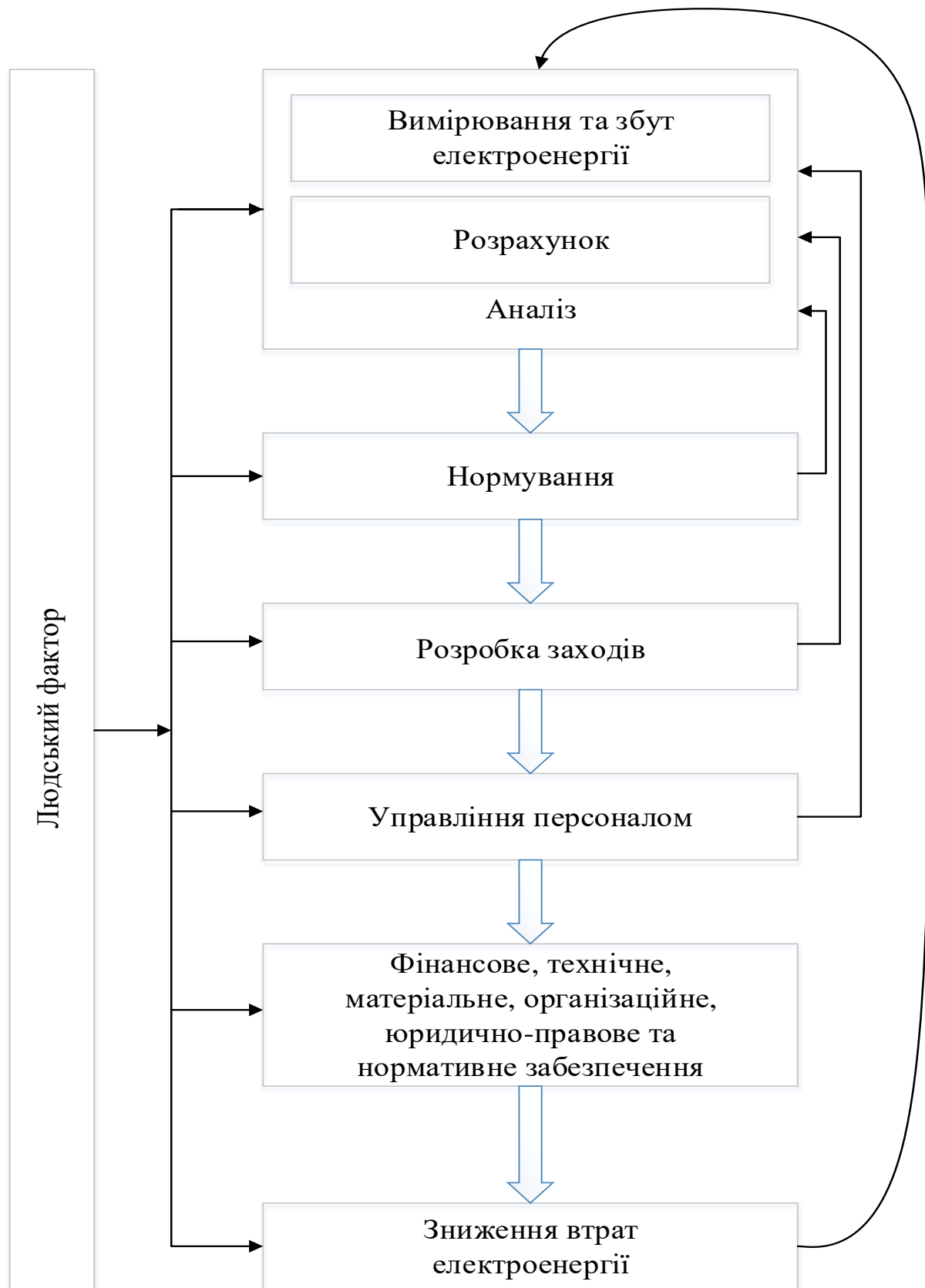


Рисунок 2.1 - Управління технічними та комерційними втратами в електромережах

Достовірна оцінка систематичних похибок ВК і їхнє зниження в значній мірі залежать від ефективності керування метрологічним забезпеченням вимірів електроенергії, що включає в себе:

- паспортизацію ВК;
- інструментальні обстеження і ревізію ВК у робочих умовах;
- розробку, твердження і запровадження в дію методик виконання вимірів електроенергії і потужності, місцевих інструкцій з обліку електроенергії;
- складання паспортів - протоколів ВК, визначення систематичних похибок вимірів електроенергії;
- нормування «метрологічної» складової втрат електроенергії;
- розробку і впровадження заходів щодо удосконалювання обліку електроенергії.

Ці заходи можна розбити умовно на 5 груп:

- 1) впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) і АСКОВЕ побутових споживачів (АСКОЕ ПС);
- 2) забезпечення нормованих умов застосування засобів вимірів;
- 3) ремонт і заміна морально і фізично застарілих засобів обліку;
- 4) установка додаткових приладів обліку, у тому числі лічильників з попередньою оплатою;
- 5) захист приладів обліку від розкрадань електроенергії.

Перша група заходів щодо впровадження АСКОВЕ й АСКОВЕ ПС є стратегічним напрямком удосконалювання обліку електроенергії, що дозволяє виключити неодноразовість і помилки зняття показань лічильників, усунути головну проблему – самостійного списання показань лічильників абонентами. Але впровадження АСКОВЕ - дорогий і тривалий процес. Тому необхідно впровадження й інші заходи.

До другої групи заходів відносяться:

- поділ ланцюгів релейного захисту й обліку електроенергії;
- виключення недовантаження і перевантаження ВК;

- захист лічильників від температурних перепадів і впливу магнітних і електричних полів;

- розвантаження ліній з'єднання лічильників і ТН;
- забезпечення правильності схем включення ВК;
- забезпечення нормативних термінів перевірки і калібрування засобів вимірів.

До третьої групи заходів відносяться:

- заміна лічильників, ТС і ТН із низьким класом на підвищені класи точності;
- заміна індукційних лічильників на електронні;
- виявлення і заміна несправних лічильників і рахункових механізмів.

До п'ятої групи заходів відносяться:

- удосконалювання конструкцій лічильників;
- винос приладів обліку за границі приватних володінь у спеціально обладнані шафи обліку;

- маркування засобів вимірів;
- установка і пломбування клемних кришок лічильників і вимірювальних трансформаторів.

До заходів щодо удосконалювання енергозбутової діяльності, спрямованої на зниження комерційних втрат відносяться:

- 1) комп'ютеризація енергозбутової діяльності по виписці рахунків, розрахунку корисної відпустки по категоріях споживачів, з розрахунку балансів електроенергії;

- 2) проведення рейдів і перевірок за виявленням розкрадань електроенергії;

- 3) забезпечення своєчасності і правильності зняття показань лічильників і їхнього перерахування в електроенергію;

- 4) оснащення персоналу енергозбуту транспортними засобами і засобами по виявленню розкрадань електроенергії;

- 5) стимулювання персоналу, створення спеціальних фондів оплати за виявлення розкрадань електроенергії;

- 6) навчання і підвищення кваліфікації персоналу сучасним методам і засобам виявлення розкрадань електроенергії;

- 7) контроль ефективності роботи персоналу по виявленню розкрадань, ротація місць роботи контролерів;
- 8) організація взаємодії між енергозбутовими і мережними компаніями по виявленню і зниженню комерційних втрат електроенергії, у тому числі недостовірного обліку;
- 9) разом з мережними підприємствами (компаніями) інвентаризація приєднань абонентів до електричних мереж, виявлення несанкціонованих підключень;
- 10) надання послуг абонентам по їхньому легальному підключенню до електричних мереж, спрощення процедури цього підключення[3].

2.2 Аналіз технічних і комерційних втрат електроенергії

Як показує, вітчизняний і закордонний досвід, кризові явища в країні в цілому й в енергетику зокрема негативним образом впливають на такий важливий показник енергетичної ефективності передачі і розподіли електроенергії як її втрати в електричних мережах.

Характерним при цьому є те, що залежність між ростом втрат у мережах і кризою економіки має місце не тільки в Україні, але й в інших країнах, що вступили в період переходу від централізованих до ринкових методів керування економікою.

Це зв'язано з ослабленням у такий період контролю за споживанням електроенергії, зниженням платоспроможності значної частини споживачів, у першу чергу, населення, з ростом розкрадань електроенергії, загостренням проблем через недосконалість традиційної системи обліку електроенергії і т.д.

Втрати електроенергії в електричних мережах - це прямі фінансові збитки енергопостачальних організацій. Економію від зниження втрат можна було б направити на: технічне переозброєння мереж; збільшення зарплати персоналу; удосконалювання організації виробництва і розподіли електроенергії; підвищення надійності і якості електропостачання споживачів; зменшення тарифів на електроенергію.

Зниження втрат електроенергії в електричних мережах - складна комплексна проблема, що вимагає значних капітальних вкладень, необхідних як для оптимізації розвитку електричних мереж, так і для удосконалення системи обліку електроенергії,

упровадження нових інформаційних технологій у енергозбутової діяльності і керуванні режимами мереж, для навчання персоналу і його оснащення засобами перевірки засобів вимірів електроенергії.

Для визначення пріоритетних напрямків і черговості таких капіталовкладень необхідний ретельний аналіз: енергетичних балансів електричних мереж у цілому і їхніх окремих вузлах (підстанцій); технічного стану, умов застосування і похибок приладів обліку електроенергії (трансформаторів струму, напруги і лічильників); організації роботи з розрахунків технічних втрат і по впровадженню заходів щодо їхнього зниження. Іншими словами, необхідно досить детальне енергетичне обстеження електричних мереж.

Необхідність і корисність енергетичних обстежень для енергозбереження підтверджується не тільки досвідом передових підприємств і організацій, але і закріплена найважливішими державними документами і державними стандартами.

У ході обстеження електричних мереж проводиться аналіз:

- звітних даних по балансах і втратах електроенергії в електричних мережах, результатів розрахунків технічних і комерційних втрат електроенергії, програмного забезпечення цих розрахунків;
- систем комерційного і технічного обліку електроенергії;
- організації керування збутом електроенергії;
- режимів роботи електричних мереж і якості електричної енергії;
- щодо зниження втрат і підвищенню якості електроенергії і їхньої ефективності.

Для наочності основні етапи й алгоритм проведення енергетичного обстеження представлені на рисунку 2.2

З малюнка видно, що енергетичне обстеження (енергоаудит) електричних мереж складається з трьох етапів:

- етап 1, попередній енергоаудит;
- етап 2, енергоаудит першого рівня;
- етап 3, енергоаудит другого рівня.

Методологія робіт на кожному з етапів має свої особливості, що коротко зводяться до наступного.

На стадії попереднього аудиту збирається первинна інформація про досліджувану мережу, проводиться загальний аналіз технічного стану електричних мереж, визначається й узгоджується з керівництвом підприємства послідовність робіт з обстеження.

У зборі первинної інформації беруть участь як організація - енергоаудитор, так і обстежуване підприємство. Інформація фіксується у формах, наданих енергоаудитором відповідно до програми проведення обстеження.

Джерелами інформації на першому етапі є: бесіди з керівництвом і технічним персоналом; схеми енергопостачання й обліку електроенергії; звітна документація по комерційному і технічному обліку електроенергії; графіки навантаження і напруг у вузлах мережі; дані по енергозбутовій діяльності і тарифам на електроенергію; технічна документація на технологічне і допоміжне устаткування; звітна документація по ремонтних роботах і енергозберігаючих заходах; перспективні плани розвитку підприємства і проектна документація; накази і розпорядження по підприємству; посадові інструкції персоналу.

На першому етапі варто чітко визначити обсяг необхідної інформації для ефективного обстеження підприємства, оцінити ступінь її вірогідності. Необхідно виділити найбільш енергоємних споживачів, місця найбільших втрат, вузли з низькою якістю електроенергії. Варто вибрати об'єкти для детального аналізу - визначити порядок і пріоритетність проведення робіт з технічного й інструментального обстеження різних ділянок і об'єктів електричних мереж.

На другому етапі (енергоаудит першого рівня) проводиться вибіркове інструментальне обстеження окремих вузлів електричних мереж і вимірювальних комплексів, здійснюється вибірквий інструментальний контроль якості електроенергії; виявляються резерви зниження втрат і підвищення якості електроенергії; складається енергетичний паспорт підприємства.

Інструментальне обстеження застосовується для заповнення відсутньої інформації, що необхідна для оцінки ефективності передачі електроенергії, але не була отримана на попередньому етапі[4].

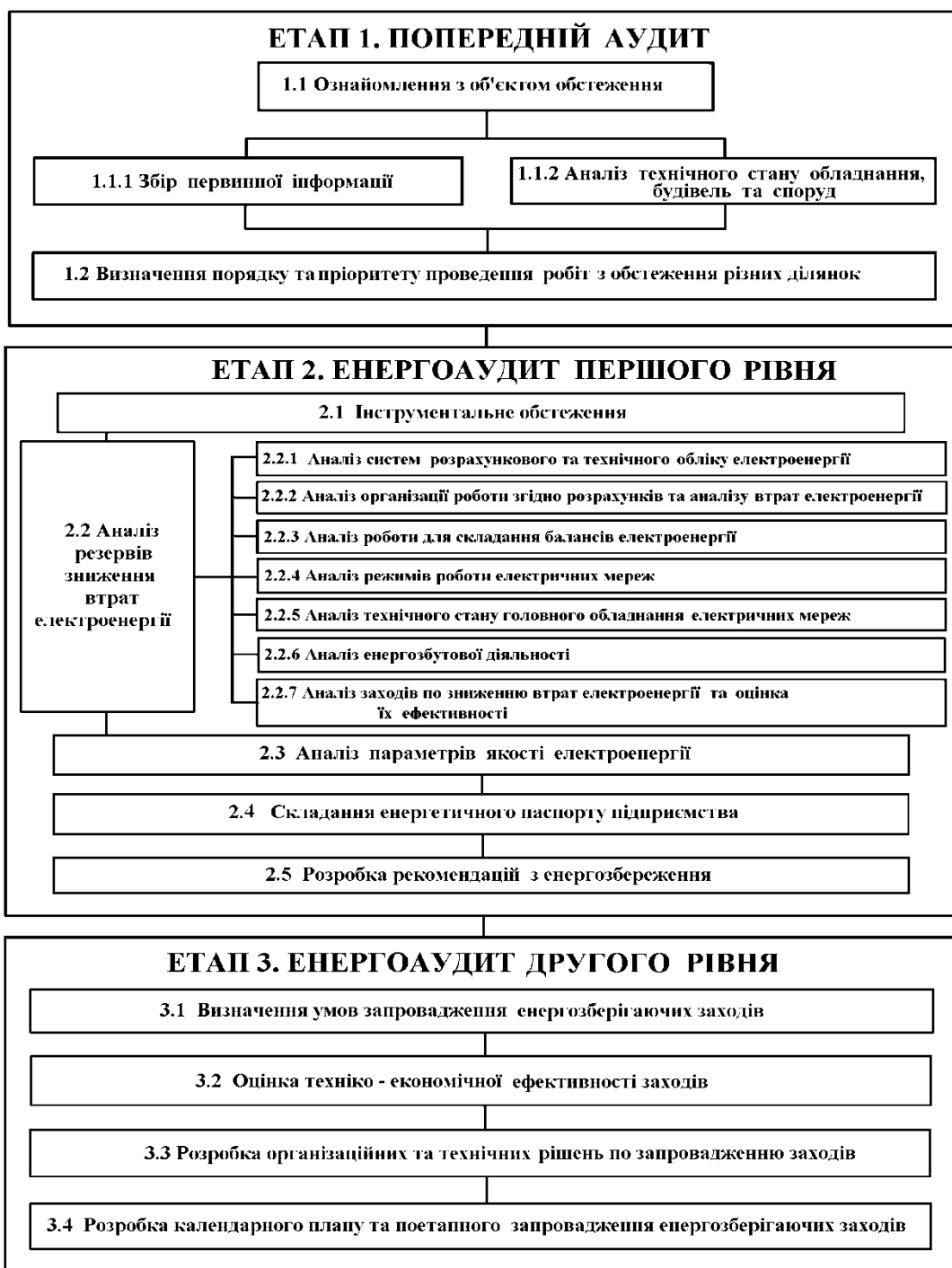


Рисунок 2.2 - Етапи й алгоритм проведення енергетичних обстежень електричних мереж

Для проведення інструментального обстеження повинні застосовуватися спеціалізовані портативні прилади. При цьому особлива увага варто приділяти вузлам обліку електроенергії, як комерційним, так і технічним із простроченими й індукційними лічильниками. Необхідно виділити об'єкти, що підлягають комплексному інструментальному дослідженню. Виміри при цьому підрозділяються на наступні види:

- однократні виміри, при яких досліджується окремий об'єкт у визначеному режимі роботи;

- балансові виміри, що застосовуються для контролю балансу електроенергії по окремих споживачах, ділянкам мережі, підприємству в цілому. Перед проведенням балансових вимірів необхідно мати схему електричної мережі, по якій повинний бути складений план вимірів, необхідних для зведення балансів. При цьому бажано мати трохи вимірювальних приладів для одночасних вимірів у різних крапках;

- реєстрація параметрів - дослідження зміни якого-небудь параметра в часі (наприклад, зняття добового графіка навантаження, графіка відхилень напруги у вузлах мережі і т.д.). Для цього виду вимірів необхідно використовувати прилади з внутрішніми чи зовнішніми пристроями запису і збереження даних і можливістю їхній наступного аналізу в комп'ютері. У ряді випадків допускається застосування стаціонарних приладів без записуючих пристроїв, але за умови зняття показань через рівні проміжки часу;

- обстеження технічного стану електричних мереж - на цьому етапі обстеження проводиться технічна експертиза фізичного і морального зносу устаткування з метою визначення й обґрунтування витрат на ремонт, що включаються в тариф на електроенергію.

До інструментальних обстежень умовно можна віднести перевірку розрахунків нормативів втрат електроенергії за допомогою сертифікованого програмного забезпечення.

Вся інформація, отримана з документів і шляхом інструментального обстеження, є вихідним матеріалом для аналізу резервів зниження втрат і підвищення якості електроенергії.

Аналіз резервів зниження втрат електроенергії проводиться на основі матеріалів, отриманих на попередніх етапах, а також на основі аналізу даних по балансах електроенергії в електричних мережах і динаміку складових балансів за три останніх роки з розбивкою по місяцях, у тому числі: відпустки електроенергії в мережу; комерційних і технічних втрат електроенергії; корисної відпустки електроенергії споживачам; структури корисної відпустки.

Визначається й аналізується структура втрат електроенергії.

Виконується аналіз метрологічного забезпечення обліку електроенергії, у тому числі: технічного стану й умов роботи приладів обліку (лічильників, ТС і ТН); термінів експлуатації приладів обліку; дотримання періодичності перевірки; організації ремонту, заміни, перевірки; перспективних планів по заміні і додатковій установці приладів обліку; їхнього калібрування; наявності програмного забезпечення для інвентаризації і метрологічного контролю приладів обліку електроенергії.

Визначається кількість, номенклатура і місця установки відсутніх приладів обліку.

На другому етапі енергоаудиту виконується також аналіз ефективності енергозбутової діяльності підприємства по: збору корисної відпустки, виявленню розкрадань електроенергії, системі стимулювання персоналу за виявлення розкрадань, наданню рахунків і стягуванню оплати по виставлених рахунках, складанню договорів на енергопостачання, комп'ютеризації розрахунків зі споживачами, відключенню неплатників, оснащеності контролерів приладами по виявленню розкрадань електроенергії.

Виконується аналіз номенклатури й ефективності проведених за останні три роки заходів щодо зниження комерційних і технічних втрат електроенергії.

Проводиться аналіз виконання нормативних документів по розрахунках, аналізу і зниженню втрат електроенергії в електричних мережах.

Аналіз якості електроенергії припускає перевірку забезпечення якості електроенергії, переданої споживачам, підключеним до мережі, а також контроль за дотриманням споживачами, передбачених договором на приєднання, умов по споживанню реактивної потужності, вирівнюванню створюваної ними несиметрії, придушенню вищих гармонік.

У ході обстеження варто переконатися в тім, що якість електроенергії відповідає вимогам ГОСТ 13109-97.

Повинний бути виконаний аналіз причин невідповідності ГОСТ 13109-97 по: сталому відхиленню напруги в крапках контролю якості електроенергії і конкретних

винуватців цих невідповідностей; несинусоїдальності напруги в крапках приєднання споживачів; сталої і змінної несиметрії напруг у крапках приєднання споживачів.

Аналіз причин невідповідності за перерахованими показниками якості повинний виконуватися відповідно до ГОСТ 13109-97.

За результатами аналізу якості електроенергії повинні бути розроблені рекомендації з її підвищення до необхідного рівня.

Розробка рекомендації зі зниження втрат електроенергії виробляється на підставі аналізу зібраної інформації, ціль якої виявити ділянки мережі, найбільш ефективні в частині проведення енергозберігаючих заходів.[8]

Як показали енергетичні обстеження ряду підприємств електричних мереж, заходу щодо зниження комерційних втрат електроенергії можна розбити на п'ять груп:

1. Удосконалювання систем обліку електроенергії, відпущеної в мережу ПЕС і по ступенях напруги.
2. Удосконалювання системи обліку корисного відпуску електроенергії.
3. Удосконалювання організації роботи зі збору корисного відпуску електроенергії.
4. Удосконалювання метрологічного забезпечення обліку електроенергії.
5. Удосконалювання організації робіт з розрахунків технічних втрат електроенергії.

2.3 Задача управління рівнем втрат потужності та енергії

Величиною втрат потужності й енергії в електричних мережах електроенергетичної системи можна керувати, впливаючи на конструктивні параметри елементів мережі або їхній режим роботи.

Звітні втрати енергії ΔW_o , представлені виразом

$$\Delta W_o = \Delta W_m \pm \Delta W_k, \quad (2.1)$$

де ΔW_m — технічні втрати; ΔW_k — комерційні втрати.

Значення і структуру технічних втрат можна визначити аналітично за допомогою відповідних розрахунків. Однак входні у вираження (4.1) величини в умовах експлуатації не можуть бути визначені абсолютно точно. Припустимі похибки їхньої оцінки обумовлюються в кожному конкретному випадку технічними задачами, що ставились. При аналізі втрат енергії в межах енергосистеми і розробці заходів щодо їхнього зниження, на наш погляд, можна допустити похибку не більш $\pm 5\%$.

З виразу (2.1) випливає, що втрати електроенергії можна знижувати за рахунок двох складових: технічних і комерційних втрат. Для цього можна собі представити наступну структурну модель при керуванні рівнем втрат. Створюється підсистема обліку звітних втрат енергії в енергосистемі. З іншого боку, необхідно розробити і впровадити підсистему розрахунку технічних втрат енергії за допомогою відповідних аналітичних методів. Аналіз технічних втрат дозволить виявити нераціонально спроектовані ділянки й елементи мережі. А зіставлення звітних і технічних втрат дає можливість визначити по формулі (4.1) значення і структуру комерційних втрат енергії. На підставі такого аналізу за допомогою підсистеми зниження втрат можна буде намітити відповідні заходи, спрямовані на зниження рівня обох складової правої частини вираження (4.1).

Але виконання такого роду аналізу втрат для енергосистеми в цілому малоефективно, тому що не представиться можливим визначити, у якій частині енергосистеми зосереджені основні технічні і комерційні втрати і чим вони обумовлені. Тому і заходи для зниження комерційних втрат у даному випадку

розробляти складно і неможливо. Підсистеми визначення звітних і розрахункових втрат необхідно будувати таким чином, щоб цих допомогою можна було аналізувати втрати енергії як у цілому по електроенергетичній системі, так і по окремим її структурних підрозділах і ділянкам.[9]

Електричні мережі різних номінальних напруга по-різному представляються в розрахункових математичних моделях. Існують розходження в схемах заміщення елементів мереж, режимах їхньої роботи, в обмежуючу пропускну здатність режимних параметрах, в обсягах і формах що враховується і режимної інформації, що зберігається в енергосистемах, і т.п.

У районних електричних мережах при довжині однорідних ділянок ліній, що не перевищує 400—500 км, розподіленістю параметрів і їхнім хвильовим характером можна зневажити. В лініях 220 кВ і нижче не враховують явищ корони. Навантаження задають статичними характеристиками.

Розподільні лінії 35 кВ і нижче в схемах заміщення представляються ланцюжком з послідовно з'єднаних активного й індуктивного опорів, провідностями цих ліній зневажають. Основним обмежуючу пропускну здатність фактором служать припустимі втрати напруги і припустимі струми нагрівання провідникового матеріалу. Електричні розрахунки виконуються звичайно по номінальній напрузі мережі без обліку кутів зрушення векторів струму і напруги уздовж ліній і обмоток трансформаторів. Статичні характеристики навантажень не враховуються

Для ліній до 1000 В характерні несиметричні режими їхньої роботи через несиметричну побудову окремих ділянок цих мереж.

При зниженні фізичних втрат енергії в елементах електричної мережі можна керуватися введеним нами поняттям економічно доцільного рівня втрат — розрахункового значення втрат, що відповідає зоптимізованій мережі на конкретному інтервалі часу при заданих значеннях, характері і динаміку навантажень.

Для підтримки втрат на економічно доцільному рівні необхідно щорічно здійснювати контроль за значенням розрахункових і комерційних втрат, проводити їхній техніко – економічний аналіз і розробляти заходи щодо їх зниження. Заходи щодо зниження втрат повинні впливати з загальної програми керування енергосистемою з урахуванням оптимальної стратегії її розвитку.

У такій постановці задача керування рівнем втрат потужності й енергії містить у собі три основних складові:

1) комерційний облік втрат, тобто контроль звітних втрат як різниці показань електролічильників, що фіксують надходжень електроенергії в мережу і її корисну відпустку;

2) розрахунки технічних втрат енергії в елементах мережі, проведені з метою аналізу і зменшення;

3) планування втрат, тобто доведення до підприємства електричних мереж плану-завдання на підтримку раціонального рівня втрат шляхів проведення передбачених планом організаційно - технічних заходів щодо їхнього зниження.

Порівняно просто в енергосистемах здійснюється оцінка звітних втрат. Для цієї мети передбачена установка електролічильників на генераторах електростанцій і міжсистемних лініях зв'язку для обліку по електроенергії, що поступила, у мережу. З іншої сторони для обліку електроенергії, корисно відпущеної споживачам, маються електролічильники в споживачів, а також на відгалуженнях власних і виробничих нестатків електростанцій, підстанцій і мереж. Різниця показань першої і другої груп електролічильників дає нам значення звітних втрат. У деяких енергосистемах організований такий облік по кожному електромережному підприємству, районів або навіть окремо виділеним ділянкам мережі[9].

Звітні втрати служать у якості одного з показників виконання плану, що визначає розмір фондів матеріального заохочення відповідних служб енергосистеми. Однак за звітними показниками, як уже згадувалося, важко судити про значення фактичних втрат, тому що при оцінці звітних втрат можуть

мати місце невиправдані великі комерційні втрати системи обліку, що обумовлюються невідповідністю енергосистеми технічним умовам, похибками у коефіцієнтах трансформації або схемах приєднання електролічильників, неповним обліком потоків енергії, безобліковим використанням електроенергії і т.п. По одному тільки показнику звітних втрат, знайденому у сукупності для цілого структурного підрозділу або ділянки мережі, не представляється можливим розробка обґрунтування заходів щодо їхнього зниження.

Для цього необхідно також знати фактичні втрати енергії в окремих елементах сформованої мережі і зіставити їх із критеріальними значеннями. Тому поряд із системою комерційного обліку втрат необхідно періодично, раз у рік, визначати і прогнозувати втрати енергії аналітичним способом, тобто оцінювати технічні втрати. При цьому алгоритми і програми по визначенню втрат енергії доцільно будувати таким чином, щоб з їх допомогою можна було проводити аналіз втрат на кожній ділянці мережі, порівнювати фактичні втрати енергії на кожному з елементів з їхніми критеріальними значеннями, виявляти ділянки мережі з підвищеними проти раціональних втратами, намічати можливі варіанти реконструкції перевантажених ділянок і виконувати раціональний комплекс заходів підвищення пропускної здатності цих ділянок з оцінкою одержуваного при цьому техніко-економічного ефекту.

Розробку заходів щодо зниження втрат необхідно робити на всіх трьох стадіях прогнозування розвитку енергосистеми: довгострокова, короткострокова і поточна.

В міру скорочення прогнозованого інтервалу часу задача ускладнюється через необхідність обліку усе більшого числа факторів, що впливають. При короткостроковому прогнозуванні (на 5 років) нам уже необхідно мати визначену думку по забезпеченню балансу активних і реактивних потужностей у вузлах енергосистеми з урахуванням надійності електропостачання і якості напруги на шинах споживачів. При цьому необхідно з'ясувати потребу в компенсуючих і регулюючих пристроях. Усі ці питання повинні вирішуватися з

обліком найбільш характерних для сформованої системи нормальних і післяаварійних режимів.

На стадії поточного прогнозування і планування режимів задача перетворюється в досить складну нелінійну модель з величезним числом обмежень. Її успішне рішення можливе лише за допомогою сучасних ЕОМ. На даному етапі варто складати баланси технічних і звітних втрат енергії по вузлах мережі, розробляти оптимальні добові режими електричної мережі енергосистеми, а також технічні заходи щодо зниження втрат.

Може виявитися, що для здійснення всіх технічно й економічно обґрунтованих заходів підвищення пропускної здатності мереж і зниження втрат енергії в енергосистемі буде бракувати матеріальних, трудових і коштів. У цьому випадку з усієї сукупності заходів прийдеться виділяти найбільш ефективні. Для цієї мети при техніко-економічному обґрунтуванні організаційно-технічних заходів щодо зниження втрат енергії необхідно приводити в розрахунках індивідуальну ефективність кожного із заходів.

Схема організації аналізу втрат енергії (рисунок 2.3) являє собою динамічну модель задачі керування рівнем втрат.

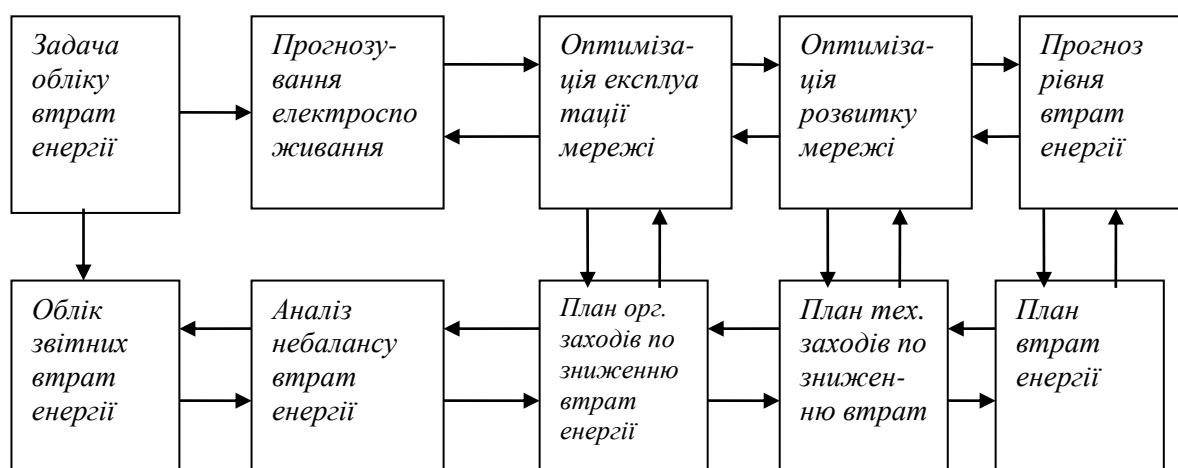


Рисунок 2.3 – Схема організації здійснення аналізу втрат енергії

Відповідно до даної схеми керування рівнем втрат ведеться по двох напрямках. З одного боку, уставляється план втрат і контролюються звітні втрати, а з іншого боку - визначається оптимальний план виконання завдання по втратах за рахунок відповідних організаційно-технічних заходів.

План організаційно-технічних заходів по зниженню втрат забезпечується необхідними трудовими і матеріальними ресурсами і доводиться до кожного структурного підрозділу мережі[9].

2.4 Аналіз втрат електроенергії

З ростом втрат електроенергії в розподільних мережах всі зіштовхнулися з проблемою виявлення причин росту втрат і розробки ефективних заходів щодо їхнього зниження.

Виявити осередки звітних втрат можна методом, заснованим на рівнянні кореляційного зв'язку,

$$\Delta W = b_o + b_1 \cdot X_1 + \dots + b_m \cdot X_m + \varepsilon, \quad (2.2)$$

де m - число основних факторів, що впливають;

$\sum_{k=1}^{k=n} b_k \cdot X_k$ - частка втрат електроенергії, що залежить від другорядних факторів; b - числові коефіцієнти моделі; X - фактори, що впливають; n - число факторів, що впливають $k = n - m$; - число другорядних факторів.

Залежність частки технічних втрат електроенергії в звітних втратах від навантаження нелінійна, а залежність частки комерційних втрат електроенергії частіше має лінійний характер. У результаті коефіцієнт кореляції між технічними втратами електроенергії і навантаженнями менше коефіцієнта кореляції між комерційними втратами електроенергії і навантаженнями. Цей факт може бути використаний для виявлення комерційної складових втрат.

Для розрахунку втрат електроенергії по виразу (2.2) необхідно виконати наступні процедури:

- попередньо вибрати пояснюючі змінні;

- довести наявність зв'язку між залежної змінною ΔW і пояснюючий змінними X ;

- сформуувати масив пояснюючих змінних;
- зробити розрахунок числових коефіцієнтів багатofакторної моделі;
- перевірити життєздатність моделі на ретроспективному матеріалі;
- визначити очікувану помилку розрахунку;

Вихідна інформація повинна відповідати наступним вимогам:

- число відліків у використовуваному статистичному матеріалі повинне бути як мінімум на два більше числа факторів, використовуваних у моделі;
- статистичні дані можуть бути використані тільки в тому випадку, якщо вони мають достатню ретроспективу.

Розрахунки можуть бути засновані як на використанні діючої звітності по балансах мережного підприємства, району електричних мереж, так і на інформації АСКОВ або лічильників типу «Альфа», інших документів.

Попередній вибір пояснюючих змінних виробляється шляхом експертних оцінок. При цьому серед усіх видів змінних відбираються ті, котрі найбільшою мірою впливають на втрати електроенергії. Бажано відібрати стільки змінних, щоб їхній вплив складало не менш 80% загального обсягу втрат. На цьому етапі число попереднього відбору пояснюючих змінних може перевищувати число наявних у розпорядженні відліків.

Потім розраховуються коефіцієнти кореляції залежної змінної ΔW з кожної пояснюючої змінної X_k і проводиться аналіз. До подальшого використання не допускаються пояснюючі змінні, для яких:

- знак розрахованого коефіцієнта кореляції не збігається з експертною оцінкою частинної похідної $d\Delta W / dX_k$;
- розрахований коефіцієнт кореляції близький до нуля.

Рекомендується задаватися рівнем значимості не більш 0,05. Практика розрахунків показала, що при перевірці з більш низькими вимогами до побудови

моделі можуть бути допущені змінні, використання яких приводить до рівняння, що не відповідає фізиці процесів.

Відібрані після даної перевірки пояснюючі змінні можуть бути допущені до побудови багатфакторної моделі втрат електроенергії, однак необов'язково вони усі будуть використані. Число остаточне прийнятих до складу моделі пояснюючих змінних залежить від зв'язків між ними. Спочатку розраховуються парні коефіцієнти кореляції між усіма пояснюючими змінними, потім робиться перевірка всіх розрахованих коефіцієнтів по «нульовій гіпотезі».

Як показали попередні розрахунки, застосування рівнянь більш високого порядку при перевірці дає краще відтворення ретроспективного матеріалу, але це не означає, що будуть отримані більш точні значення втрат. У той же час з ростом порядку використовуваних рівнянь різко зростають складність і обсяг математичних операцій.

Усі не залежні одна від одної змінні, безумовно, можуть бути прийняті для побудови моделі. Залежні (колінеарні) пояснюючі змінні теж можна використовувати, але при цьому необхідно застосовувати покрокове нарощування числа змінних у складі моделі. Спочатку будується порівняно проста модель із застосуванням однієї, двох пояснюючих змінних, оцінюється її ефективність. Потім збільшується число змінних у моделі і в кожній новій моделі порівнюється з отриманими раніше. Вибирається найбільш ефективна модель[10].

Можуть бути надані наступні рекомендації з остаточного вибору моделі для аналізу втрат електроенергії.

1. При відсутності обмежень на використання обчислювальної техніки можуть бути відібрані і прийняті досить складні моделі.

2. При однаковій або приблизно однаковій ефективності краще вибрати просту модель. Може бути враховано наступну рекомендацію з визначення границь ускладнення моделі. При аналізі її ефективності на ретроспективному матеріалі розраховуємо чотири параметри: S - дисперсія, D_n - непояснена частина дисперсії, $D_{об}$ - пояснена частина дисперсії і $D_{н.отн.}$ - відносне значення непоясненої частини

дисперсії; обумовлене по формулі (у відсотках)

$$D_{н.отн} = \frac{D_n}{D_n + D_{об}} \cdot 100\% \quad (2.3)$$

Оцінку ефективності можна дати по величині $D_{н.отн}$. У той же час при ускладненні моделі значення D_n спочатку зменшується, а потім починає рости. Цю границю можна рекомендувати як обмежник ускладнення моделі.

3. Серед досить ефективних і простих моделей перевага варто віддати тим, що пояснюють велику частину втрат електроенергії.

Запропонований метод перевірений в одній з енергосистем. Були побудовані деякі функції $F(X)$, що описують залежність звітних втрат електроенергії в мережах від пояснюючих факторів. Оскільки відомо, що втрати електроенергії описуються нелінійною функцією, те перевірені дві моделі:

багатофакторна лінійна модель

$$F(x) = \sum_i a_i \cdot x_j \quad (2.4)$$

багатофакторна експонентна модель

$$Ln(F(x)) = \sum_i a_i \cdot x_j \quad (2.5)$$

При проведенні розрахунків заздалегідь передбачалося, що усі осередки втрат викликані проблемами, зв'язаними з урахуванням електроенергії. Тому і проводилися розрахунки в цілому для енергокомпаній, де попередньо були відібрані значимі фактори, зокрема:

- дані про потоки електроенергії; дані про вироблення станцій;
- звітні втрати мережних підприємств;
- корисна відпустка групам споживачів відповідно до форми 46 ЕС;
- витрати електроенергії на власні, господарські і виробничі потреби в цілому по Укренерго;

У таблиці 2.1 приведені фактори, що мають найбільший коефіцієнт кореляції. Виконано розрахунки чотирьох - і п'ятифакторних моделей. Сезонні коливання втрат протягом року враховані як їхня залежність від навколишньої температури.

Результати розрахунків чотирьох - п'ятифакторних моделей, непояснена частина дисперсії D_n і дисперсія S приведені в таблиці 2.1

Аналізуючи дані таблиці 2.1, можна зробити наступні висновки.

1. Незважаючи на те, що, як відомо, втрати електроенергії описуються нелінійною функцією, кращі результати отримані при описі втрат виразом (2.4). Можливо, це зв'язано з тим, що для застосування апарата математичної статистики необхідне приведення будь-якої нелінійної моделі до її лінійного виду.

2. При проведенні розрахунків необхідно вибирати глибину ретроспективного матеріалу. У при наведеному в роботі прикладі кращі результати отримані при глибині ретроспективного матеріалу 12 міс.

Таблиця 2.1

Вихідні дані за період	Модель	Число факторів	Результати розрахунку по відношенню до даних			
			Вихідні дані за період		прогнозовані на 2017 р.	
			D_n , %	S , %	D_n , %	S , %
2015-2017	Лінійна	4	7,26 5,364	22,012 28,203		—
	Експоненціальна	5	11,76 10,932	22,387 22,615	—	—
2015-2016	Лінійна	4	8,479 7,36	15,746 15,153	17,317 29,44	21,449 40,688
	Експоненціальна	5	13,02 14,00	26,239 25,347	17,23 41,585	18,088 26,493
2016	Лінійна	4	2,833 2,825	10,451 10,208	16,955 10,493	23,561 16,766
	Експоненціальна	5	3,382 3,857	10,948 10,733	34,98 34,456	59,861 58,081

3. Прогноз втрат електроенергії, виконаний по моделі, що має найменші значення D_n і S дає найбільш достовірний результат.

4. Чотири - п'ять факторів, що впливають, досить повно описують поводження втрат електроенергії $D_{об} = 92 \div 97\%$ (фоб = 92 -м 97%).

5. Для керування втратами електроенергії необхідно, у першу чергу, впливати на основні фактори, іншими факторами можна зневажити.

Виявлено:

- багато вимірювальних комплексів обліку електроенергії на власні, господарські і виробничі потреби, що не відповідають вимогам «Правил улаштування електроустановок» (ПУЕ), помилки при обчисленні кількості електроенергії, помилки при віднесенні витрат електроенергії;
- через недостатність вимірювальних комплексів станції і мережних підприємств "перекладають" свої втрати електроенергії на ЦЕМ;
- перевірка стану обліку з енергосистемою виявила відсутність можливості достовірного розрахунку балансу шин 110 кВ суміжної сторони, відсутність контрольних лічильників на стороні 110 кВ споживчих підстанцій даного РЕСу.

Як висновок, можна сказати, що основні фактори, що впливають на втрати, можна виявити за допомогою багатофакторної лінійної моделі, що базується на ретроспективному матеріалі за період 12-24 міс. Запропонований метод дозволяє виявити чотири - п'ять основних факторів, що мають найбільший вплив[10].

2.5 Актуальність перевірки вимірювальних трансформаторів струму та напруги, задіяних у комерційному обліку електричної енергії

Типовий вимірювальний комплекс обліку електроенергії складається з вимірювальних трансформаторів струму (ТС), напруги (ТН) і лічильника. Забезпечити допустиму вірогідність обліку відпущеної чи спожитої електричної енергії можливо тільки при рівноцінній точності складових системи.

Електричні лічильники. Перевірка більш 1000 індукційних лічильників показала, що вони мають низьку метрологічну надійність і виходять за межі класів точності навіть протягом міжперевірочного інтервалу. З загального числа перевірених лічильників 50% однофазних і 25% трифазних мали похибку зі знаком "мінус" у 2 - 5 разів більше нормованої. Приймаючи для оціночного розрахунку в середньому триразове перевищення, одержимо середнє значення систематичної похибки всієї маси однофазних лічильників $\Delta_c = -0,5 \cdot 3,0 = -1,5$ від. од., а трифазних $\Delta_c = -0,25 \cdot 3,0 = -0,75$ від. од.

Таблиця 2.2 - Втрати, обумовлені похибками обліку

Характеристика діапазону	Втрати	
	відсоток до надходження	відсоток до відпуску власним споживачам
Верхня границя	2,40	3,81
Нижня границя	1,80	2,85
Середнє значення	2,10	3,33
Відхилення від середнього значення	0,30	0,47

Використання мікропроцесорної техніки у вимірювальних приладах обліку електричної енергії спонукало в останні роки масову заміну індукційних лічильників на електронні. Перевагою електронних лічильників є наявність допоміжних функцій: реєстрація відключень, мултиметри, багатозонний облік, але основне - висока точність, у тому числі при незначних навантаженнях по струмових ланцюгах, а також незначне споживання електроенергії по ланцюгах напруги. Важливість першої з переваг підкреслюється тенденцією істотного зменшення споживання електроенергії народом. Друге поліпшує точність вимірювальних трансформаторів напруги.

Тема лічильників сьогодні практично вирішені: споживач і енергопостачальні компанії одержали сучасний високоточний прилад із класом точності 0,2-1,0[11].

Трансформатори струму. Більш складними виглядають проблеми використання трансформаторів струму як приладу, до якого пред'являються конкретно і точно визначені вимоги Державної системи стандартизації і метрології. Відповідно до п. 9.7 «Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж» передбачає обов'язкову перевірку засобів вимірів, а вимоги «Державного реєстру засобів вимірювальної техніки, допущених до застосування в Україні» установлюють 4-річний перевірочний цикл трансформаторів струму. Якщо в енергопостачальних компаніях діють лабораторії ремонту лічильників з наступною їх державною перевіркою, то перевірка трансформаторів струму на сьогодні - питання невирішене. Причина в тому, що, по-перше, їхній демонтаж процес більш складний, ніж лічильників, по-друге, відсутні мобільні перевірочні лабораторії, по-третє, діє суб'єктивний фактор, обмежений думкою про те, що трансформатор струму прилад надійний і перевірки не підлягає. Сьогодні метрологічні служби при планових роботах перевіряють у кращому випадку тільки коефіцієнт трансформації трансформаторів струму, чого, як показує досвід, зовсім недостатньо.

Похибки вимірювальних трансформаторів струму залежать як від зовнішніх факторів - потужності і $\cos \varphi$ вторинного навантаження, значення первинного струму, так і від конструктивних параметрів самих трансформаторів - розмірів і матеріалу магнітопроводу, кількості первинних і вторинних витків, перетину проводів обмоток і ін.

Похибки вимірювальних трансформаторів струму при первинному струмі 100-120 % номінального і номінальній вторинному навантаженню відрізняються незначно. При малих первинних струмах, (менш 20 % номінального) похибки трансформаторів струму мають істотний розкид похибок. Перевищення потужності вторинного навантаження приводить до істотного збільшення похибок по струму трансформаторів. При загальному спаді навантаження в енергосистемах недооблік електроенергії, викликаний значним збільшенням похибок трансформаторів струму при малих значеннях первинних струмів.

По отриманим даним близько 80 % трансформаторів струму виходять за межі припустимого класу точності. Особливо це характерно для недовантажених трансформаторів струму, а їх сьогодні на комерційних лініях більшість. Причому,

похибки досягають 2 % і більш зі знаком мінус (не на користь постачальника) і 2-3 рази перевищують нормовані значення по куту.

Як вихід можна запропонувати:

Перше, - повна регламентована перевірка трансформаторів струму, задіяних у розрахунковому обліку, обов'язкова заміна трансформаторів струму, погрішність яких не відповідають нормативам.

Друге, - заміна на менші за коефіцієнтом трансформаторів струму, що працюють з навантаженням первинним струмом до 25 %, адже в такому режимі у відповідності ДСТУ 6097:2009 Метрологія. Трансформатори струму. Методика повірки (ГОСТ 8.217-2003, MOD) припустима погрішність складає $\pm 1,5$ % при класі точності приладу 0,5.

Засобом для перевірочних робіт повинні бути перевірочні пункти Держстандарту, які необхідно організовувати у всіх енергопостачальних організаціях.

Витрати, що ми сьогодні несемо при перевірці трансформаторів струму і трансформаторів напруги, окупають себе протягом декількох місяців. За умови установки трансформаторів струму і трансформаторів напруги в споживача витрати на перевірку цілком лягають на нього[2].

Трансформатори напруги. Вимірювальні трансформатори напруги і струму, що навіть цілком відповідають вимогам ДСТУ, вносять істотний вклад у похибку обліку електроенергії, що зв'язано з недоліками нормування їхніх метрологічних характеристик, а також з порушеннями вимог стандартів і інших нормативних документів при їх експлуатації.

Необхідна обов'язкова перевірка трансформаторів напруги і виміри їхнього навантаження в умовах реальної експлуатації. У системах комерційного обліку найбільш поширені трансформатори напруги 6-35 кВ. Експлуатуються вони в специфічних умовах мереж з ізолюваною нейтраллю. Характеристики похибки ТН мають значну, яскраво виражену залежність від навантаження основної вторинної обмотки (основних вторинних обмоток).

Зазначена залежність похибки ТН від навантаження дає можливість довільної несанкціонованої зміни знака і дійсного значення похибки ТН шляхом зміни в межах навантаження, що допускаються, основних вторинних обмоток цих ТН, і тим самим - відповідного несанкціонованої зміни результатів обліку електроенергії, у залежності від того, є електроенергія, що чи враховується, вироблюваної, закупуваної, що відпускається чи споживаної, а також від приналежності вузлів обліку цієї електроенергії, що призведе до численних зловживань.

Як показують результати проведених перевірок, ТН, встановлені у вузлах обліку електроенергії, працюють при навантаженні, що перевищує номінальну, часом - у кілька разів, що приводить до появи великої негативної похибки ТН, і, як наслідок - до значного недообліку електроенергії, збиток від який несуть виробники і постачальники електроенергії, а також - держава.

В даний час в енергосистемах України і у великих споживачів електроенергії експлуатується значна кількість вимірювальних ТН і ТС, термін служби яких складає від 25 до 50 років при встановленому в ДСТУ EN 61869-3:2017 і ДСТУ 6097:2009 середньому терміну служби 25 років, що свідомо вичерпали закладений ресурс надійності, і про дійсні значення похибок цих вимірювальних ТН і ТС, як і про їхній технічний стан узагалі, можна тільки здогадуватися.

Практика показує, що багато трансформаторів напруги, експлуатуються не в класі точності через перевантаження трансформаторів напруги. Адже клас точності 0,5 трансформатор напруги типу НТМИ-10-0,66 має при значенні навантаження до 120 В А, а приєднання до нього 5-7 пара індукційних лічильників виводить трансформатор напруги з нормованого класу точності.[2,11]

Організація періодичної перевірки вимірювальних трансформаторів до 35 кВ в умовах стаціонарних перевірочних лабораторій можлива, хоча і зв'язана з рішенням ряду організаційних задач по тимчасовому висновку зазначених трансформаторів з експлуатації, транспортуванню їх до місця перевірки і назад, а також по створенню в енергосистемах відповідних обмінних фондів для заміни трансформаторів.

Нормування метрологічних характеристик вимірювальних трансформаторів напруги і струму не відповідає вимогам ДСТУ, що призведе до значних втрат і перекручування результатів обліку електроенергії, а також до збільшення кількості і трудомісткості операцій перевірки зазначених вимірювальних трансформаторів.

Необхідна організація на місцях експлуатації контролю режимів роботи засобів вимірів, застосовуваних для обліку електроенергії, і приведення цих режимів роботи у відповідність з вимогами ДСТУ EN 61869-3:2017, ДСТУ 6097:2009, інших нормативних документів.

Організація комплексної періодичної перевірки вимірювальних ТН і ТС, застосовуваних у вузлах обліку електроенергії елементів і пристроїв АСКОЕ й АСДУ, лічильників електроенергії і організація контролю режимів роботи зазначених засобів вимірів і пристроїв можлива тільки з застосуванням ППЛ[12].

Межі припустимих похибок вимірювального комплексу визначають по формулі

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{\pi}^2 + \delta_c^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{\phi\Sigma}^2} \quad (2.6)$$

де $\delta_I, \delta_U, \delta_c$ - відносні похибки ТС, ТН і лічильника;

δ_{π} - втрати напруги у вторинному ланцюзі ТН;

δ_{θ} - відносна похибка виділення з обмірюваного значення повного струму його активної складової, обумовленими кутовими похибками ТС і ТН;

$\delta_{\phi\Sigma}$ - сумарна додаткова похибка, викликана факторами, що впливають, (відхиленнями напруги, частоти, температури навколишнього повітря, магнітного поля й інших параметрів від нормальних значень, при яких гарантується перебування похибки усередині діапазону, що відповідає класові точності);

1,1 - коефіцієнт, що враховує особливості метрологічної перевірки приладів за допомогою еталонних пристроїв, що мають свої похибки, і інші причини.

В загальних технологічних втратах електроенергії 2-3 % можна зменшити за рахунок своєчасної заміни засобів вимірів — трансформаторів струму і напруги, а це для таких компанії як обленерго - зменшення втрат в обсязі до десятків млн. кВт у рік[10].

2.6 Нормування втрат електроенергії

2.6.1 Основні проблеми нормування втрат електроенергії

Нормування втрат є організаційним інструментом стимулювання енергопостачальних організацій до проведення економічно обґрунтованих заходів щодо зниження втрат, спрямованих на зниження темпів росту тарифів на електроенергію. Таке стимулювання необхідне в силу природної монопольності енергопостачання і, як наслідок, неможливості задіяти для зниження тарифів ефективні ринкові механізми.

Під нормативами розуміються розрахункові величини витрат матеріальних ресурсів, застосовувані в плануванні і керуванні господарською діяльністю підприємств. Нормативи повинні бути науково обґрунтовані, прогресивними і динамічними, тобто систематично переглядатися в міру організаційно-технічних зрушень у виробництві. Розрізняють перспективні і поточні норми. Для їхнього встановлення на практиці використовуються три методи: аналітико-розрахунковий, дослідно-виробничий і звітно-статистичний.

Аналітико-розрахунковий метод найбільш прогресивний і науково обґрунтований. Він базується на сполученні строгих техніко-економічних розрахунків з аналізом виробничих умов і резервів економії матеріальних витрат. Дослідно-виробничий метод застосовується, коли неможливо провести прямі технічні розрахунки. Норми виводяться на підставі іспитів. Звітно-статистичний метод найменш обґрунтований. Норми на черговий плановий період устанавлюють по звітно-статистичним даним про витрату матеріалів за минулий період.[12]

Викладене вище приведено в словниках для матеріальних ресурсів у широкому плані і цілком відбиває вимоги, пропоновані до процедури нормування втрат електроенергії. Під нормуванням втрат часто розуміється розрахунок тільки їх технічної складової. Нормування втрат - це не розрахунок їхніх фактичних значень, а процедура визначення економічно обґрунтованого рівня втрат, що підлягає включенню в

тариф. Нормування втрат здійснюється на підставі аналізу результатів розрахунку складових втрат, але сам розрахунок втрат нормуванням не є.

Нормування втрат електроенергії на сучасному етапі реформування і подальшого розвитку електроенергетики України здобуває вирішальне значення в плануванні бюджету енергопостачальних організацій, підприємств електромереж, розподільних мережних компаній через так називаний тариф (плату) за послуги по передачі електричної енергії.

Вимога до нормативу втрат пред'являється статтями Податкового кодексу України за назвою «Податок на прибуток організації». Прибутком визнаються «отримані доходи, зменшені на величину зроблених витрат» а «витратами визнаються обґрунтовані і документально підтверджені витрати, здійснені (понесені) платником податків». «Під обґрунтованими витратами розуміються економічно виправдані витрати, оцінка яких виражена в грошовій формі». «Витратами визнаються будь-які витрати за умови, що вони зроблені для здійснення діяльності, спрямованої на одержання доходу».

Для енергопостачальних організацій, розподільних мережних компаній, муніципальних електричних мереж, у якості однієї зі статей матеріальних витрат можуть розглядатися «обґрунтовані, економічно виправдані і документально підтверджені технологічні втрати електроенергії при її транспортуванні, за умови, що ці втрати зроблені для здійснення діяльності, спрямованої на одержання доходу»[13].

Саме так розглядають сьогодні податкові інспекції витрати на втрати електроенергії. Очевидно, що ні систематичні похибки приладів обліку електроенергії, ні розкрадання електроенергії не підпадають під визначення «витрат, спрямованих на одержання доходу». Більш того, податкові інспекції розглядають названі складові комерційних втрат як штучне заниження прибутку і відповідного податку на прибуток енергопостачальних організацій.

Норматив втрат електроенергії в електричних мережах - це економічно обґрунтована і документально підтверджена технологічна витрата електроенергії при її транспортуванні, спрямована на одержання доходу енергопостачальної організації.

Норматив втрат електроенергії повинний бути диференційований по трьох рівнях напруги: ВН (110 кВ і вище), СН (35-6(10) кВ), НН (0,4 кВ). Виходячи з цього

визначення, норматив втрат електроенергії для відповідного рівня напруги - це сума підтверджених розрахунками технічних втрат електроенергії, припустимого небалансу електроенергії в електричній мережі за винятком ефекту від впровадження економічно обґрунтованих заходів щодо зниження втрат електроенергії.

Оскільки на стадії розробки нормативу втрат електроенергії на наступний рік, як правило невідомі обсяги інвестицій і очікуваний ефект від упровадження заходів щодо зниження втрат, цей ефект можна врахувати у виді

$$\Delta W_H = (\Delta W_T + HB_D)(1 - \delta W_{MCP}) \quad (2.7)$$

де ΔW_T - річні технічні втрати електроенергії в мережі, що включають у себе витрата електроенергії на власні нестатки підстанції, тис. кВт-год;

HB_D - річний припустимий небаланс електроенергії в мережі, обумовлений відповідно до [3] і з виконання умов, викладених у [14], тис. кВт-год;

δW_{MCP} - середньорічний за останні 2-3 року питомий ефект від упровадження заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах енергопостачальної організації, у частках від річних технічних втрат.

Систематичні похибки вимірювальних комплексів можуть і повинні зменшуватися до припустимих рівнів економічно обґрунтованими способами.

Нормативні абсолютні втрати електроенергії в електричній мережі - це сума розрахункових технічних втрат і припустимого небалансу, обумовленого нормованою похибкою вимірів електроенергії, припустимими обсягами недоплати електроенергії побутовими споживачами і похибками розрахунку технічних втрат[3].

Фактичний небаланс електроенергії по визначенню дорівнює комерційним втратам, віднесеним до відпустки електроенергії в мережу.

Припустимий небаланс електроенергії в електричній мережі

$$HB_D = \pm \sum_{i=1}^{n_0} \delta_{oi}^2 \cdot d_{oi}^2 + \sum_{j=1}^{n_n} \delta_{nj}^2 \cdot d_{nj}^2 \quad (2.8)$$

де $\delta_{oi}(\delta_{nj})$ - сумарна відносна похибка i -го(j -го) вимірювального комплексу, що складає з трансформатора напруги, трансформатора струму і лічильника, що

вимірює відпущену в мережу (спожиту) електроенергію; (d_{nj}) - частка електроенергії, відпущеної (спожитої) через i -й (j -й) вимірювальний комплекс; n_o - число вимірювальних комплексів, що враховують електроенергію, відпущену в електричну мережу; n_n - число вимірювальних комплексів, що враховують спожиту (корисна відпустка) електроенергію.

Фактичний небаланс електроенергії в електричних мережах не повинний перевищувати його припустимого значення, тобто повинне виконуватися співвідношення

$$HB_{\phi} \leq HB_{\partial} \quad (2.9)$$

$$\Delta W_{норм} = \Delta W_m + HB_{\partial} \cdot W_{oc} \quad (2.10)$$

W_{oc} - електроенергія, відпущена в електричну мережу

Нормативні відносні втрати електроенергії

$$\Delta W_{норм} = (\Delta W_m / W_{oc} + HB_{\partial}) \cdot 100\% \quad (2.11)$$

Припустимі комерційні втрати електроенергії

$$\Delta W_{кдоп} = HB_{\partial} \cdot W_{oc} \quad (2.12)$$

Розрізняють перспективні й поточні норми. Для їхнього встановлення на практиці використовуються три методи: аналітико-розрахунковий, дослідно-виробничий і звітно-статистичний.

Аналітико-розрахунковий метод найбільш прогресивний і науково обґрунтований. Він базується на сполученні строгих техніко-економічних розрахунків з аналізом виробничих умов і резервів економії матеріальних витрат. Дослідно - виробничий метод застосовується, коли неможливо провести прямі технічні розрахунки. Норми виводяться на підставі випробувань. Звітно-статистичний метод найменш обґрунтований. Норми на черговий плановий період устанавлюють за звітно-статистичними даними про витрату матеріалів за минулий період[14].

2.6.2 Основи аналітико-розрахункового методу нормування втрат електроенергії.

Нормування втрат електроенергії являє собою процедуру поступового, щорічно, жорсткості рівня втрат, що включаються в тариф, з метою їхнього зниження до економічно обґрунтованого рівня. Ступінь цієї жорсткості визначається на основі аналізу можливостей реалізації в планованому періоді заходів щодо зниження втрат. Динаміка щорічного зниження нормативу втрат ілюструється рисунку 2.4

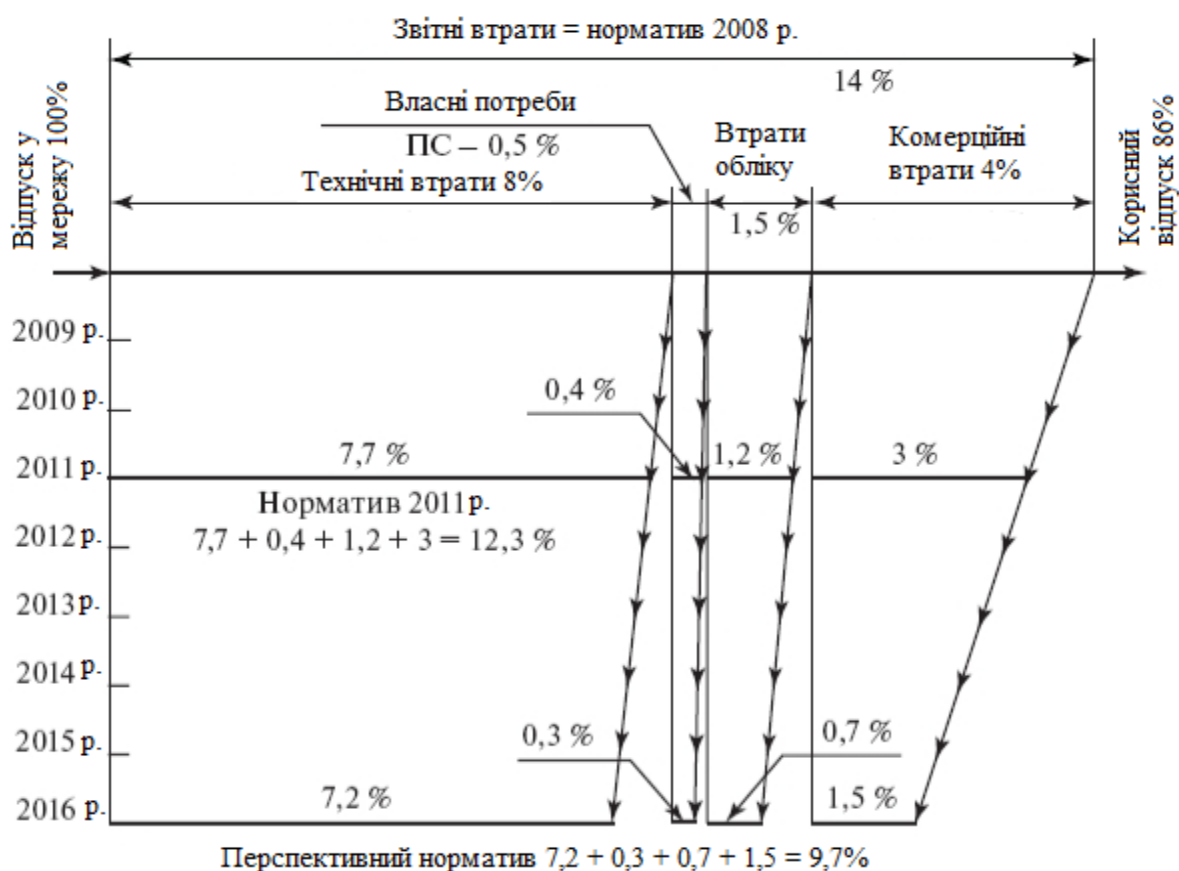


Рисунок 2.4 - Динаміка зниження нормативу втрат електроенергії технічних втрат

Можливі два способи завдання нормативу. При першому способі норматив встановлюють по рисунку 2.4 як знижене значення втрат базового року. Ступінь зниження кожної складової визначають у залежності від установленної тривалості періоду (років), за який планується досягнення рівня перспективного нормативу. При цьому тривалості періодів для кожної складової можуть мати різні значення.

При другому способі в перший рік роботи АТ-енерго з прозорою структурою втрат як норматив приймають фактичний рівень втрат звітного року. При цьому визначену частину засобів, одержуваних енергопостачальною організацією від реалізації електроенергії (наприклад, 1 %), пропонується відчислити на рахунок цільового фінансування заходів щодо зниження втрат, план проведення яких погодиться разом із твердженням тарифу. Під заходами щодо зниження втрат розуміються такі заходи, витрати в який окупаються тільки за рахунок зниження втрат за прийнятний термін (наприклад, не більш 4 років). Розрахункове зниження втрат за рахунок проведених заходів використовується для зниження нормативу на наступний рік. У випадку істотних порушень енергопостачальною організацією правил цільового використання цих засобів жорсткість нормативу на наступний рік повинне здійснюватися в підвищеній мері. Цей спосіб забезпечує велику гарантію реального проведення заходів щодо зниження втрат, тому що вирішує питання з їхнім фінансуванням.

Технічні втрати є найбільш складними для оцінки її вірогідності співробітниками контролюючих органів, тому що являє собою суму втрат у сотнях і тисячах елементів, для розрахунку яких необхідно володіти електротехнічними знаннями. Виходом з положення є використання нормативних характеристик технічних втрат (НХТУ), що представляють собою залежності втрат від основних факторів, що визначають їхнє значення (відпустка електроенергії у власну мережу, одержання енергії від власних станцій, міжсистемні перетоки електроенергії і т.п.). Такі характеристики одержують на основі варіантних розрахунків технічних втрат. Параметри НХТУ досить стабільні і тому, один раз розрахованими, перевіреними експертами, погоджені і затверджені, вони можуть використовуватися протягом тривалого періоду - доти, поки не відбудеться істотних змін схем мереж. При існуючому рівні мережного будівництва нормативні характеристики, розраховані при існуючих схемах мереж, можуть використовуватися протягом 5-7 років. При цьому похибка відображення ними втрат не перевищує 4-6 %. У випадку ж введення в чи роботу висновку з роботи в цей період істотних елементів електричних мереж

такі характеристики дають надійні базові значення втрат, щодо яких може оцінюватися вплив проведених змін схеми.

Для радіальної мережі характеристика технічних втрат має вид:

$$\Delta W_{\text{норм}} = A \frac{W^2}{D} + CD \quad (2.13)$$

де W - відпустка електроенергії в мережу за D днів; A и C — коефіцієнти, обумовлені безпосередньо за результатами одноразового розрахунку втрат. Перший доданок формули (2.13) відбиває навантажувальні втрати, друге - втрати холостого ходу.

Простота розрахунку характеристик технічних втрат для радіальних мереж обумовлена тим, що в цих мережах навантажувальні втрати залежать лише від одного фактора - відпустки електроенергії в мережу.

Разом з тим, у ряді випадків гарні результати дає і використання укрупнених нормативних характеристик, у яких втрати в мережах усіх напруг визначаються в залежності тільки від відпустки електроенергії в мережу, тобто фактично для всіх мереж у цілому застосовується вираження (2). Наприклад, для однієї з енергосистем отримана наступна укрупнена нормативна характеристика для річних втрат, %:

$$\Delta W_{\text{норм}} = 1,61 \frac{W}{D} + 27,9 \frac{D}{W} + 0,32 + 0,86 + \Delta W_{\kappa} \quad (2.14)$$

Перший доданок формули (2.14) визначає навантажувальні втрати, друге - втрати холостого ходу, третє - витрата електроенергії на власні нестатки підстанцій, четверте - втрати, обумовлені інструментальними похибками обліку, п'яте - погоджений відсоток припустимих комерційних втрат. У зв'язку з тим, що переважна частина сумарних технічних втрат обумовлена мережами 35-0,4 кВ, похибка укрупненої нормативної характеристики виявляється незначно вище похибки детальної характеристики.

Комерційні втрати у нормативній характеристиці втрат також відбиваються постійним числом (відсоток від відпустки електроенергії в мережу), значення якого узгоджується з контролюючою організацією.

Рівень комерційних втрат у мережі конкретної енергопостачальної організації визначають, віднімаючи з фактичних втрат розраховане значення технологічних втрат[15].

2.6.3 Принципи нормування втрат електроенергії в електричних мережах

Під нормативом загальних втрат електроенергії доцільно розуміти суму нормативів чотирьох складових втрат, кожна з яких має самостійну природу й, як наслідок, вимагає індивідуального підходу до визначення прийнятного (нормального) рівня на розглянутий період. Норматив кожної складової повинен визначатися на основі розрахунку її фактичного рівня й аналізу можливостей реалізації виявлених резервів її зниження.

У кожної із чотирьох складових втрат є своє оптимальне значення, що відповідає мінімуму цільової функції, що включає вартість втрат і витрати на їхнє зниження.

В випадку відсутності перспективного нормативу (повноцінні розрахунки резервів зниження втрат є складним завданням) доцільно встановити в директивному документі експертні значення, що рекомендують, коефіцієнтів зниження кожній складовій. Такого документа в цей час немає. Більше того, комерційні втрати, будучи об'єктивних складових фактичних втрат, у цей час не включаються в норматив.

Разом з тим, у багатьох публікаціях і навіть керівних документах приводяться визначення нормативу втрат, далекі від гранично ясної фізики виникнення різних складових втрат і не здатні бути основою для цілеспрямованої технічної політики енергозбереження, наприклад: "нормативом втрат є розраховане значення технічних втрат" або те ж саме, але "з урахуванням похибок обліку" і т.п. Помилкою таких визначень є, з одного боку, виключення з нормативу комерційних втрат, що є такою ж об'єктивною складовою загальних втрат, як і технічні втрати, а з іншого - подання про те, що фактично сформований рівень технічних втрат є нормальним.

Якщо з боку РЕК не спостерігається розуміння проблеми комерційних втрат, енергопостачальним організаціям буде не вигідно розкривати справжню структуру

втрат і норматив втрат буде встановлюватися на основі суб'єктивних суджень. Для подолання цього бар'єра доцільно використати практику, при якій на момент "розкриття" фактичної структури втрат у тариф включається весь їхній фактичний рівень. При цьому частина одержуваних енергопостачальною організацією засобів пропонується направляти цільовим образом на проведення заходів щодо зниження найбільш вагомих складових втрат, план проведення яких погодиться разом із твердженням тарифу. У нинішніх умовах найбільш вагомими, швидше за все, будуть комерційні втрати.

Прогнозні значення втрат розраховують для обґрунтування їхньої величини, що включається в тарифи на електроенергію. Інша частина втрат включається в тариф для власних споживачів.

Втрати від транзитних потоків становлять не саму істотну частину сумарних втрат у мережах: звичайно не більше 15%. Відомі вимоги "рівнопотужності" розрахунків роблять нелогічним застосування більш складних методів оцінки 15% втрат і більш простих для оцінки 85% втрат. Тому методологія розрахунків всіх складових втрат на рівні обґрунтування тарифів повинна бути однаковою, а довіра до їхніх результатів повинне досягатися на рівні розуміння працівниками контролюючих організацій, які не можуть і не повинні мати фахової освіти в області електротехнічних розрахунків. Розгляд обґрунтування рівня втрат на основі нормативної характеристики задовольняє цій вимозі. Залучення в регіональні енергетичні комісії фахівців з розрахунків втрат з орієнтацією на розгляд ними всіх деталей таких розрахунків, на думку автора, нераціонально, тому що крім цих фахівців ніхто знову ж не в змозі оцінити їхню правильність. Оцінка ж об'єктивності обґрунтування втрат на основі нормативної характеристики (НХВЕ) може бути зроблена працівником будь-якої спеціалізації. Тому на етапі узгодження тарифів використання результатів "прямих розрахунків" втрат не виправдано.

Висновки до розділу

1. Існуюча практика нормування втрат електроенергії не забезпечує основної

мети нормування - цілеспрямованого зниження втрат до економічно обґрунтованого рівня. Це обумовлено прагненням енергопостачальних організацій сховати реальну структуру втрат, викликаним нерівноцінним відношенням контролюючих органів до різних складових втрат, що мають фізично різну, але однаково об'єктивну природу (особливо до комерційних втрат), а також недовірою контролюючих органів до розрахункових обґрунтувань втрат, здійснюваних методами, "непрозорими" для них.

2. Найбільш складної для подання в прозорому вигляді складової втрат є технічні втрати. Перебороти цю складність можна, використовуючи нормативні характеристики втрат, розроблені на основі детальних схемотехнічних розрахунків мереж всіх класів напруги. Розгляд нормативних характеристик повинне проводитися на відкритій основі з їхнім захистом на експертній раді організацією, що проводила розрахунок, з наступним їхнім узгодженням і твердженням у встановленому порядку.

3. Розрахунки втрат, проведені при розробці нормативних характеристик, можуть виконуватися по будь-яких програмах, що задовольняють наступним умовам, що полегшують контроль за правильністю подання схем мереж:

4. програми для основних мереж повинні забезпечувати автоматичне варіювання режимів, залишаючи необхідність контролю правильності подання лише базового режиму; програми для радіальних мереж 6-10 й 35 - 110 кВ повинні разом з результатами розрахунку втрат виводити на печатку узагальнені параметри мереж, що розраховують: сумарні довжини ліній по перетинах, сумарні потужності трансформаторів і т.п.[16]

3 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

3.1 Аналіз параметрів режимів і вихідних даних при розрахунку втрат в розподільних мережах

Режимом роботи системи електропостачання називається її стан, обумовлений значеннями частоти, струму, напруги, потужності, показниками, що відображають значення втрат потужності, надійність, якість електричної енергії в цілому і характеризують процеси передачі і розподілу електроенергії та називаються параметрами режиму.

Режими роботи підрозділяються на «нормальні», післяаварійні та ремонтні.

З огляду на збіг за часом процесів виробництва і споживання енергії для нормального функціонування системи, необхідно, щоб у будь-який момент часу дотримувалися баланси по активній і реактивній потужності:

$$\Sigma P_{iz} = \Sigma P_j + \Sigma \Delta P_l \quad (3.1)$$

де ΣP_{iz} - сумарна потужність генераторів електричних станцій;

ΣP_j - сумарне навантаження споживачів;

$\Sigma \Delta P$ - сумарні втрати активної потужності;

$$\Sigma Q_{zi} + \Sigma Q_{kyj} + \Sigma Q_{3l} = \Sigma Q_s + \Sigma \Delta Q_k, \quad (3.2)$$

де ΣQ_{zi} - сумарна реактивна потужність, що генерується на електростанціях;

ΣQ_{kyj} - сумарна реактивна потужність пристроїв, що компенсують;

ΣQ_{3l} - сумарна зарядна реактивна потужність ЛЕП;

ΣQ_s - сумарне реактивне навантаження споживачів;

$\Sigma \Delta Q_k$ - сумарні втрати реактивної потужності в елементах СЕП.

Порушення умов балансу приводить до зниження частоти, погіршенню якості електричної енергії, а в більш важких випадках до розвалу роботи енергосистеми.

Процес передачі електричної енергії здійснюється електромагнітним полем провідника і носить хвильовий характер. При цьому частина переданої електричної енергії витрачається в самому провіднику, тобто як би «губиться». Звідси випливає фізичний зміст поняття «втрати електроенергії».

Втрати енергії мають місце у всіх ланках електричної системи: генераторах, трансформаторах, лініях електропередачі і т.п. Однак при електричних розрахунках і аналізі електричних систем мають справа не із самими електротехнічними установками, а з їх схемами заміщення.

Схема заміщення елемента електричної системи являє собою відповідну комбінацію з'єднаних між собою опорів і провідностей. Втрати енергії в опорах і провідностях залежать від струму, що протікає по них, і відповідно до закону Джоуля-Ленца прямо пропорційні квадратові цього струму і часу його проходження.

Струм в опорах обумовлюється в загальному випадку струмом навантаження, що змінюється в часі. Тому втрати енергії в опорах схеми заміщення називають навантажувальними або змінними.

Струм у провідностях залежить від підведеного до точки їхнього приєднання напруги, що практично мало залежить від струму навантаження. Тому втрати енергії в провідностях відносять до втрат холостого ходу або постійних втрат.

Загублена в мережі енергія виявляє себе у виді тепла, що виділяється в струмоведучих і електромагнітних елементах мережі, а також в ізоляційній, несучій і екранній арматурі. Її значення може бути визначене за допомогою аналітичних розрахунків на основі відповідних математичних або фізико-математичних моделей. Технічні втрати енергії можна оцінити також за допомогою електролічильників втрат.

Активний та реактивний опір ЛЕП визначається на основі питомих показників. Для повітряних ліній, виконаних сталевими проводами, питомі активні та індуктивні опори залежать від сили струму, що протікає по них. Активна провідність звичайно враховується тільки в повітряних лініях напругою вище 110

кВ і визначається втратами активної потужності на корону. У розподільних мережах ці втрати до уваги не беруться, так як рівень напруги лежить в межах 0.38 – 10 кВ

Параметри двохобмоточних трансформаторів визначаються за відомими наступними виразами:

$$R_m = \frac{\Delta P \cdot U^2 \cdot 10^3}{S^2} \quad (3.3)$$

$$X_m = \frac{u_{\text{кз}\%} \cdot U_n^2 \cdot 10}{S_n} \quad (3.4)$$

$$G_m = \frac{P_{\text{xx}}}{U_n^2 \cdot 10^3} \quad (3.5)$$

$$B_m = \frac{I_{\text{xx}\%} \cdot S_n}{U_n^2 \cdot 10^3} \quad (3.6)$$

Для трьохобмоточних трансформаторів активний опір залежить від співвідношення потужностей обмоток. Крім того, при розрахунку параметрів необхідно враховувати, що паспортні дані / $\Delta P_{\text{кз}}$ і $U_{\text{кз}}$ / можуть задаватися для пар обмоток окремо, що вимагає їхнього попереднього перерахування щодо кожної обмотки. У процесі обчислень необхідно мати у виді, що значення опору залежить від того, до обмотки якої номінальної напруги вона віднесена [17].

В якості вихідних даних для розрахунку втрат електроенергії використовуються:

- схема мережі та параметри її елементів;
- добові графіки струму та напруги по головних ділянках ліній, знятих в дні контрольних замірів;
- електроенергія, передана по головним ділянкам ліній за розрахунковий період;
- дані про навантаження розподільних трансформаторів (РТ);

Розрахунок втрат може проводитися в мережах 6 – 10 кВ при різних видах заданого навантаження РТ:

1. інформація про навантаження ТП відсутня. Визначення навантаження проводиться шляхом розрахунку з розподіленням навантаження на головній ділянці мережі пропорційно номінальним потужностям РТ;

2. задається струм, виміряний в години передбачуваного максимуму навантаження;

3. задається максимальна активна та реактивна потужність навантаження;

4. задається середньодобове споживання електроенергії, розраховане виходячи із споживання за місяць (квартал);

5. задається споживання електроенергії за добу характерного робочого дня;

6. задається максимальне навантаження ТП та номер типового добового графіка навантаження;

7. задаються середньодобове споживання електроенергії та графік струму за добу характерного робочого дня;

Розрахунок втрат електроенергії виконується для кожної розподільної лінії одного ступеня напруги окремо [11].

Електричні розподільні мережі значно розгалужені. В мережах енергосистеми вони містять сотні живильних трансформаторних підстанцій 6 – 20/0,38 кВ (ТП). Дані підстанції експлуатуються, як правило, без постійного обслуговуючого персоналу. В цих умовах практично неможливо отримати графіки навантаження окремих елементів мережі та скористатися деякими методами розрахунку.

Електричні мережі даного класу напруги будуються радіальними та працюють, як правило, у розімкненому режимі. Тому розрахунок втрат енергії в даних мережах зручно вести по ділянкам, що включають одну розподільну лінію разом із ТП споживачів.

При виконанні електричних розрахунків розподільних мереж правомірні наступні допущення:

- можна не враховувати зсув фаз між векторами напруги (струму) різних пунктів мережі;
- електричний розрахунок ведеться по номінальній напрузі мережі;

- не враховується провідність ліній та ін.;

Не дивлячись на це, електричні розрахунки розподільних мереж все ж залишаються працездатними через суттєво розгалужену мережу [18].

3.2 Розрахунок втрат потужності й електричної енергії в елементах мереж

Втрати електричної потужності мають місце у всіх ланках електричної системи і пропорційні квадратові струму, що протікає. Так, для ділянки симетричного трифазного електричного ланцюга

$$\Delta P = 3I^2 \cdot R = \frac{S^2 R}{10^3 U_n^2} = \frac{P^2 + Q^2}{10^3 \cdot U_n^2} \cdot R \quad (3.7)$$

Для мереж напругою до 1000 В у ряді випадків можна зневажити реактивним опором лінії $X = 0$, а іноді і реактивним навантаженням $Q = 0$.

Легко показати, що, наприклад, у другому випадку ($X = 0$, $Q = 0$) буде спостерігатися рівність відносних значень втрат потужності і напруги ($\Delta P^* = \Delta U^*$)

$$\Delta P^* = \frac{\Delta P}{P} = \frac{P^2 R}{10^3 U_n^2 \cdot P} = \frac{P \cdot R}{10^3 \cdot U_n^2} \quad (3.8)$$

$$\Delta U^* = \frac{\Delta U}{U_n} = \frac{P \cdot R}{10^3 U_n \cdot U_n} = \frac{P \cdot R}{10^3 \cdot U_n^2} \quad (3.9)$$

На практиці втрати потужності в обмотках трансформаторів розраховують за наступним виразом:

$$\Delta P_m = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{\Delta P_{кз}}{n} \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 \quad (3.10)$$

$$\Delta Q_m = n \cdot \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_n + \frac{U_{кз\%}}{n \cdot 100} \cdot \frac{S^2}{S_n} \quad (3.11)$$

де n - відповідає числу паралельно працюючих трансформаторів.

Для трьохобмоткового трансформатора

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кзвн} \left(\frac{S_{вн}}{S_n} \right)^2 + \Delta P_{кзсн} \left(\frac{S_{сн}}{S_n} \right)^2 + \Delta P_{кзінн} \left(\frac{S_{інн}}{S_n} \right)^2 \quad (3.12)$$

Втрати активної енергії в мережі можна визначити, помноживши втрати активної потужності на час роботи мережі при даному навантаженні [19].

З огляду на зміну навантаження в часі, значення втрат електроенергії визначається шляхом інтегрування функції втрат потужності

$$\Delta W = \int_0^t \Delta P(t) dt = \int_0^t \frac{S^2(t)}{U_n^2} \cdot R dt = \frac{R}{U_n^2} \int_0^t S^2(t) dt \quad (3.13)$$

Якщо площа річного графіка навантаження по тривалості в деякому масштабі відбиває кількість енергії, переданої по мережі протягом, року, то для визначення втрат енергії варто визначити площу, обмежену кривою $S^2(t)$. Перетворивши графік до ступеневого виду, можна записати

$$\Delta W = \frac{R}{U_n^2} \cdot (S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n) \quad (3.14)$$

або, використовуючи середньоквадратичну потужність

$$S_{ср.кв} = \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{8760}} \quad (3.15)$$

$$\text{одержуємо } \Delta W = \frac{R}{U_n^2} \cdot S_{ср.кв}^2 \cdot 8760$$

У зв'язку з тим що формування фактичних графіків навантаження затруднено, на практиці для визначення втрат енергії використовують непрямі показники T_{\max} і τ . Час використання максимуму T_{\max} відповідає часу, протягом якого по елементі, що працює про максимальне навантаження, передається така ж кількість електроенергії, що передається по ньому в дійсності протягом року при реальному навантаженні, що змінюється:

$$T_{\max} = \frac{W}{P_{\max}} \quad (3.14)$$

У тих випадках, коли по розглянутому елементі мережі електроенергія передається до декількох споживачів з різними характеристиками $P_{\max i}, T_{\max i}$, те найбільш простіше втрати електроенергії обчислюються на підставі середньої величини часу використання максимального навантаження:

$$T_{\max cp} = \frac{W_{\Sigma}}{P_{\max}} = \frac{P_{1\max} \cdot T_{1\max} + P_{2\max} \cdot T_{2\max} + \dots + P_{n\max} \cdot T_{n\max}}{k_o (P_{1\max} + P_{2\max} + \dots + P_{n\max})} = \frac{\sum P_{i\max} \cdot T_{i\max}}{k_o \cdot \sum P_{i\max}} \quad (3.15)$$

де k_o - коефіцієнт одночасності навантажень[20].

Процес споживання електричної енергії у часі відображається добовими, сезонними, та річними графіками навантаження.

Час максимальних втрат τ - це час, протягом якого в елементі, що працює при незмінному максимальному навантаженні, спостерігаються втрати електроенергії, рівні дійсним при роботі з фактичним річним графіком навантаження:

$$\tau = \frac{\int_0^{8760} S^2(t) dt}{S_{\max}^2} \quad (3.16)$$

Практично час максимальних втрат можна визначати по емпіричним залежностям чи рівнянням регресії у функції часу використання максимального навантаження та коефіцієнта потужності. Для цього використовують залежності А.А. Глазунова, А.Я. Рябкова, В.В. Кезевича, В.В. Єршевича та ін.. Кожна з цих залежностей отримана для конкретних умов і тому має своє обмежену область застосування. Використання даних залежностей в умовах, що суперечать рекомендованим авторами неприпустимо, так як це приведе до значної похибки, що порівнянна з втратами.

Крива Рябкова не враховує фактичної конфігурації графіків навантаження. Криві Рябкова, Кезевича, Єршевича не враховують значення та динаміку коефіцієнта потужності навантаження, але через тісний кореляційний зв'язок між T_{\max} активної потужності та T_{\max} повної потужності, що має місце лише в радіальних мережах напругою до 110 кВ, ними можна знехтувати

Крива Кезевича запропонована для найбільш часто зустрічаємих графіків районних електричних мереж.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 \quad (3.17)$$

Використання даної формули приведе до зниження втрат енергії, так як для фактичних графіків навантаження графіки повної потужності щільніше графіків активного навантаження.

Криві Глазунова доцільніше використовувати для радіальних мереж, що живлять промислове навантаження [21].

З огляду на конфігурацію річного графіка активної потужності та часом втрат

$$\tau = 2T_{\max} - 8760 + \frac{8760 - T_{\max}}{1 + \frac{T_{\max}}{8760} - \frac{2P_{\min}}{P_{\max}}} \cdot \left(1 - \frac{P_{\min}}{P_{\max}}\right) \quad (3.18)$$

Дана залежність дає змогу значно уточнити значення τ але потребує додаткової інформації. Крім цього вона також враховує значення коефіцієнта навантаження. Дану формулу рекомендовано використовувати при поточному та перспективному проектуванню мереж.

Використання вище приведених формул в умовах експлуатації небажано, так як середнє значення похибки при оцінці втрат за допомогою цих залежностей навіть усередині області їх застосування лежить в межах $\pm 10 \div 25\%$. При оцінці втрат електроенергії бажано, щоб середньостатистична похибка не перевищувала $\pm 5\%$ і не носила систематичного характеру. Для цього при визначенні необхідно враховувати конфігурацію графіків навантаження, динаміку коефіцієнтів потужності і можливе неспівпадання максимумів активного та реактивного навантаження і часі в межах доби та року [22].

Визначимо τ по графічних кривих - τ_1 , за формулою (3.17) - τ_2 та (3.18) - τ_3 , обчислимо втрати електроенергії за формулою $\Delta W = \Delta P \cdot \tau$ та порівняємо результати (таблиця 5, 6, 7, 8). Значення τ , знайдені через формулу (3.18) значно відрізняються від значень, знайдених за формулою (3.17) та графічні криві. Похибка складає 15 – 37 %. Звідси відповідно отримуємо і знижені значення втрат електроенергії.

Цікаво визначити діапазони похибок для графіків довільних конфігурацій. Із цією метою були проведені порівняльні розрахунки на ЕОМ значень τ і T_{\max} для всіх

можливих конфігурацій графіків, які характеризуються параметрами: k_z , P_{\max} і P_{\min} . Конфігурацію графіка неможливо охарактеризувати цими параметрами однозначно. Вище приведені чотири графіки різних конфігурацій, для яких значення k_z однакові. Значення ж τ різні. Очевидно, що будь-які формули, що використовують зазначені параметри, не можуть відбити розходжень наведених графіків. Ці параметри є єдиними, які можуть бути відомі при відсутності самого графіка. Тому похибка визначення τ через k_z , P_{\max} і P_{\min} , принципово не може бути усунута й має граничне значення, нижче якого вона бути не може.

Уточнення, внесені нею в порівнянні з (П2.4), можна вважати істотним. Але не маючи графіка навантаження використовувати при розрахунках доводиться (3.15).

Методична похибка розрахунку втрат з використанням τ складається із двох складових: похибки визначення τ різними наближеними способами в порівнянні з точним його значенням, що розраховують за графіком, і похибки розрахунку втрат електроенергії по певному значенню τ . Перша складова вже досліджена вище. Друга складова називається похибкою неадекватності. Вона обумовлена тим, що в складній мережі графіки навантаження в загальному випадку різні, τ може бути визначене лише як одне загальне значення для всієї мережі. Це пов'язане з відсутністю на практиці інформації про графіки навантаження більшості ліній та їх різкою залежністю від режиму в замкнутих мережах. У цьому випадку єдиними графіками, які в тому або іншому ступені характеризують втрати електроенергії в живильних мережах, є графіки сумарного навантаження системи. Похибка неадекватності дорівнює нулю лише в окремому випадку визначення втрат електроенергії в одній гілці при відомому графіку її навантаження й сталості напруги в тому з її вузлів, графік навантаження якого відомий [1].

У загальному випадку похибка неадекватності обумовлюється наступними причинами:

1) визначенням τ по графіках сумарного навантаження енергосистеми, що включає в себе як навантаження вузлів, так і втрати в мережах.

$$P_{\Sigma}(t) = \sum_{i=1}^n P_{ni}(t) + \Delta P(t) \quad (3.19)$$

Втрати є квадратичною функцією навантаження, тому графік $P_{\Sigma}(t)$ буде більше піковим, і матиме менше значення τ ніж графік $\sum_{i=1}^n P_{ni}(t)$. Тому визначення τ графікові сумарного навантаження системи завжди буде давати негативну похибку. При цьому похибка буде тим більше, чим вище рівень втрат потужності в режимі найбільших навантажень і чим менше число годин їхнього використання;

2) внутрішньодобовою неоднорідністю графіків навантаження різних вузлів. Наявність у системі навантажень із графіками різної конфігурації приводить до вирівнювання сумарного графіка і збільшенню τ . У цьому випадку вноситься позитивна похибка. При визначенні за допомогою τ втрат електроенергії при ідеалізованих графіках навантаження похибка досягає 50%, а при графіках з більшим розкидом - 67%. У замкнутих мережах усередині доби неоднорідність графіків навантаження не приводить до таких більших похибок і при близькому розташуванні.

3) сезонною неоднорідністю зміни навантажень, обумовленої змінами в структурному споживання кожного вузла системи. Неврахування сезонної неоднорідності може приводити як до позитивного, так й до негативної похибки.

Результати розрахунків декількох варіантів, що розрізняються сполученням графіків різних конфігурацій показали, що похибка неадекватності має систематичну складову, що приводить до завищення втрат у середньому на $\delta = 6\%$, і середньоквадратичне відхилення $\Delta = 6,5\%$ [23].

Однак на практиці в умовах експлуатації, коли по розглянутому елементі передається електроенергія до десятків і сотень споживачів з різними характеристиками, у зв'язку з відсутністю необхідної інформації застосовуються інші методи розрахунків.

Серед них можна виділити: метод поелементних розрахунків, метод характерних розрахунків і метод характерної доби, метод числа найбільших втрат,

Метод поелементних розрахунків

Навантажувальні втрати по методу поелементних розрахунків визначають по формулі

$$\Delta W = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \cdot \sum_{j=1}^{T/\Delta t} I_{ij}^2 \quad (3.20)$$

де k - число елементів мережі;

T - розрахунковий період;

Δt - інтервал часу між послідовними значеннями струмових навантажень;

I_{ij} - типове навантаження елемента з опором

R_i - у момент часу j .

Для аналізу втрат електроенергії й оцінки гарантованого ефекту від заходів щодо їхнього зниження результати розрахунків втрат рекомендується представляти у виді інтервалу ($\Delta W_{\min} - \Delta W_{\max}$), обумовленого повнотою і точністю вихідних даних про схеми і навантаження електричних мереж і похибкою використовуваного методу розрахунку.

Для визначення границь інтервалу в запропонований наступний підхід:

$$\Delta W_{\min} = \Delta W_p \left(1 - \frac{\Delta}{50} \right) \quad (3.21)$$

$$\Delta W_{\max} = \Delta W_p \left(1 + \frac{\Delta}{50} \right) \quad (3.22)$$

де ΔW_p - розрахункове значення втрат.

$$\Delta = \sqrt{50 / N \cdot T \cdot m} \quad (3.23)$$

де N - кількість вимірів навантаження (за 1 год); T - розрахунковий період, год; m - число елементів [20].

Метод характерної доби

Для визначення навантажувальних втрат по методу характерної доби використовується наступна залежність:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^m \Delta W_{ni}^c \cdot D_{\varepsilon ki} \quad (3.24)$$

де m - число характерних періодів роботи мережі /літній, зимовий і т.д./, розрахункові втрата за контрольну добу кожного з яких, розраховані по відомих графіках навантаження в вузлах мережі, складають ΔW_{ni}^c , де $D_{\text{экі}}$ - еквівалентне число днів i -го характерного періоду

Звичайно розрахунок значень ΔW_{ni}^c виконуємо по графіках навантаження в кожному з вузлів, скоректованих по споживання електроенергії у вузлі за місяць.

$$D_{\text{экі}} = \frac{W_i^2}{W_{ci}^2} \cdot D_i \quad (3.25)$$

W_i - електроенергія, відпущена в мережу i -му періоді тривалістю D_i доби,

W_{ci} - електроенергія, відпущена в мережу за добу, розрахункові втрати за які склали ΔW_{ni}^c

Число еквівалентних днів

$$D_{\text{экі}} = \sum_{j=1}^l D_j \cdot A_j / A_1 \quad (3.26)$$

де l - число характерних добових графіків у i - му характерному періоді (робочий день, неробочий день і т.д.);

D_j - число доби в характерному періоді роботи мережі, на яке поширюється j -й характерний добовий графік;

A_j - сума квадратів ординат j -го характерного добового графіка сумарного навантаження мережі;

A_1 - сума квадратів ординат добового графіка сумарного навантаження мережі, що відповідає добі, за які розраховувалися втрати.

Для методу характерної доби

$$\Delta = \frac{\sqrt{2n \cdot p^2 n_c + 1000}}{n_p n_c} \quad (3.27)$$

де n_p - кількість режимів, що розраховуються для добового графіка; n_c - кількість доби, за які розраховують режими [20].

Метод характерних режимів

Навантажувальні втрати по методу характерних режимів розраховують по формулі

$$\Delta W = \sum_{i=1}^m \Delta P_i \cdot t_i \quad (3.28)$$

де ΔP_i - навантажувальні втрат потужності в мережі в i -му режимі тривалістю t_i годин; m - число режимів.

Для методу характерних режимів

$$\Delta = \frac{\sqrt{4n^2 + 2000}}{n} \quad (3.29)$$

де n - число режимів, що розраховуються, протягом року [20].

Метод часу найбільших втрат τ

Для розрахунку використовується формула

$$\Delta W_n = \Delta P_{\max} \cdot \tau \quad (3.30)$$

де ΔP_{\max} - втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі, які знаходимо за формулою:

$$\Delta P_{\max} = 2 \cdot \left(\frac{I_{mn}}{2} \right)^2 \cdot 3r_{mn} \quad (3.31)$$

де $I_{mn} = \frac{S_{mn}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$ - максимальний струм в мережі

$S_{mn} = \sqrt{(P + \Delta P)^2 + (Q + \Delta Q)^2}$ - навантаження в мережі із врахуванням втрат в трансформаторах [24].

Як висновок можна зауважити, що визначення втрат електроенергії за цим методом залежить від точності визначення τ . Похибка у розрахунках між першими двома способами незначна 1.1 - 1.6 %. Проте у порівнянні із третім способом велика 15 – 37%.

Метод середнього навантаження

Розрахунок ведеться за формулою

$$\Delta W_n = \Delta P_{cp} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T \quad (3.32)$$

ΔP_{cp} - втрати потужності в мережі при середніх навантаженнях вузлів(або в мережі в цілому) за час T ;

k_{ϕ} - коефіцієнт форми графіка потужності або струму;

$$k_{\phi}^2 = \left(\frac{0,124}{k_3} + 0,876 \right)^2 \quad (3.33)$$

Цим методом ми можемо скористатися якщо маємо добовий графік споживання електроенергії, щоб знайти коефіцієнт заповнення k_3 , та знайти втрати потужності в мережі при середніх навантаженнях [25].

Експрес – методика визначення розрахункового значення втрат в лініях 6 – 10 кВ

1. Визначають розрахункову величину A :

при наявності даних про електроенергію, що передається в мережу

$$A = \frac{1.63}{U^2} \cdot \frac{W_p^2}{T} \quad (3.34)$$

де W_p - електроенергія, тис кВт·год, за розрахунковий період T , год;

при наявності даних лише про максимальне струмове навантаження ділянки

$$A = 4.1 \left(\frac{I_{\max}}{1000} \right)^2 \cdot \tau \quad (3.35)$$

де I_{\max} - максимальне струмове навантаження фази, А;

τ – число годин найбільших втрат, що визначається за формулою (3.17)

або по приведеним табличним даним (таблиця 3.1)

Таблиця 3.1

T_{\max} , ГОД	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000
τ , ГОД	620	1220	1580	1970	2410	2880	3420	4000	4600
k_{ϕ}^2	20,	1,72	1,54	1,41	1,33	1,26	1,2	1,16	1,12
$k_{\tau 1} = \tau / T_{\max}$	0,46	0,49	0,53	0,56	0,6	0,64	0,68	0,73	0,77
$k_{\tau 2} = \tau / 8760$	0,1	0,14	0,18	0,22	0,27	0,33	0,39	0,49	0,52

2. Визначаємо еквівалентний опір лінії

$$R_{\text{эк}} = R_{\text{с}} + \frac{a_1 \cdot l_{\text{м}}^a + a_2 \cdot l_{\text{м}}^c + a_3 \cdot l_{\text{о}}^a + a_4 \cdot l_{\text{о}}^c}{F_{\text{м}}} \quad (3.36)$$

Коефіцієнти a беремо із таблиці 3.2

Таблиця 3.2 Коефіцієнти a

	a_1	a_2	a_3	a_4	$\Delta_+, \%$	$\Delta_-, \%$
Центр та північний захід	15,3	50	1,5	12	16,7	33
Схід	17	73	2	5,3	15,3	25,4

Еквівалентний опір РТ та втрати ХХ визначаємо за формулою

$$R = a_k \cdot \frac{U^2}{S_{\text{м.з.}}} - \beta_k \frac{U^2}{m} \quad (3.37)$$

a_k, β_k - коефіцієнти, що визначаються за таблицею в залежності від типу РТ (з трьома або двома робочими відгалуженнями) та їх середньої потужності;

m - число РТ;

$S_{\text{м.з.}}$ - сумарна потужність РТ, МВ·А

3. Визначають втрати навантаження в лініях та трансформаторах, тис кВт·год,

$$\Delta W_{\text{н}}^{\text{л}} = AR_{\text{эк}}^{\text{л}} \quad (3.38)$$

$$\Delta W = A \left[2 \frac{k_5^2}{S_{\text{т5}}} - \frac{2.5 \cdot (1 - k_5)^2}{S_{\text{т3}}} \right] \quad (3.39)$$

$S_{\text{т5}}, S_{\text{т3}}$ - сумарні потужності РТ з 5-ма та трьома регулюючими відгалуженнями відповідно;

$$k_5 = S_{\text{т5}} / (S_{\text{т5}} + S_{\text{т3}}) \quad (3.40)$$

4. Визначають втрати ХХ

$$\Delta W_{\text{х}} = 32 \cdot S_{\text{т5}} + 52 \cdot S_{\text{т3}} \quad (3.41)$$

У всіх формулах значення S - в МВ·А а отримані значення втрат – в кВт·год. Якщо необхідно розрахувати втрати за $T \neq 8760$ год, то значення τ в (3.41) визначають за формулою

$$\tau = k_{\tau_2} \cdot T \quad (3.42)$$

Де значення k_{τ_2} знаходимо з таблиця 3.1, а значення коефіцієнтів (3.1) множать на $T/8760$ [22].

Для розімкнених мереж 6 – 20 кВ відомі навантаження лише на головних ділянках кожної лінії (у вигляді електроенергії або струму). Для електричних мереж є лише дані про епізодичні заміри сумарного навантаження у вигляді струмових фаз і втрат напруги в мережі. У зв'язку із різним призначенням мереж та доступною інформацією рекомендуються наступні методи розрахунку.

Метод поелементного розрахунку рекомендується переважно для окремих ліній та трансформаторів, втрати в яких значним чином залежать від транзитних перетоків. Метод характерних режимів рекомендується для розрахунку втрат в системоутворюючій та транзитній мережах при наявності телеінформації про навантаження мережі, що періодично передається до обчислювального центру енергосистеми. Обидва методи - поелементного розрахунку і характерних режимів – оснований на оперативних розрахунках втрат потужності в мережі або її елементах. Метод характерної доби і числа найбільших втрат може використовуватися для розрахунку втрат в мережах 6 – 20 кВ.

Метод середніх навантажень використовується при відносно однорідних графіках навантаження вузлів. Вони рекомендується переважно для розімкнених мереж при наявності даних про електроенергію, пропущену за певний період по головній ділянці мережі. Відсутність даних про навантаження вузлів мережі змушує припускати їх однорідність.

Всі методи, що використовуються для розрахунку більш високих напруг при наявності відповідної інформації можуть використовуватися для розрахунку втрат і в мережах більш низьких напруг [1].

Метод оцінки втрат електроенергії по сумарній довжині ліній

Одержання щомісячних даних про енергію, що відпускається в кожну лінію 0,6/660 кВ, практично нереально, тому що лічильники в РТ відсутні. Тому розташовуваною інформацією про схеми й навантаження цих мереж, на основі якої

може бути проведена оцінка втрат електроенергії в них без проведення додаткових вимірів, є сумарна довжина й число ліній різних перерізів й оцінка сумарної електроенергії, що відпускає в них.

Дані про сумарну довжину й число ліній різних перерізів можуть бути отримані порівняно легко, тому що вони відбиваються в матеріальному балансі акціонерних енергетичних компаній (АЕК). Відпустку електроенергії в ці мережі можна лише розрахувати, тому що корисна відпустка електроенергії, оплачена абонентами, є лише частиною сумарної відпустки в лінії із шин 0,6 кВ РТ. В останній входять також технічні втрати в мережах 0,6/660 кВ, втрати, обумовлені похибками приладів обліку електроенергії [26], і неоплачена відпустка, значення якого в цей час істотні. Тому відпустка електроенергії в мережі 0,6/660 кВ звичайно визначають у вигляді частки фіксованої лічильниками електроенергії, що відпускає в мережі 6 - 20 кВ. Значення зазначеної частки визначають на основі контрольних вимірів, аналізу динаміки зміни оплати за електроенергію й т.п. Важливо, що саме встановлене значення частки й визначає щомісячні значення енергії, що відпускає в мережі.

У діапазоні перерізів алюмінієвих проводів 35-120 мм², звичайно використовуваних на таких лініях, справедливе співвідношення $r_o \approx 32,25 / F$ де F - переріз проведення. Підставляючи у формулу (1) $U = 0,38$ кВ й $R_{\text{эк}} = r_o \cdot L = 32,25 L_k / F$ для лінії без відгалужень, одержимо

$$\Delta W = 9,3 \frac{W^2 (1 + tg^2 \varphi) \cdot k_{\phi}^2 k_L L}{D} \cdot \frac{L}{F} \quad (3.43)$$

де $k_L = 1,0$ для ліній із зосередженим навантаженням й 0,37 для ліній з розподіленим навантаженням.

При наявності відгалужень втрати енергії при тій же сумарній довжині лінії зменшуються, тому що густина струму у відгалуженнях істотно нижче, ніж у магістралі.

Формула (3.43) справедлива для лінії з однаковими (симетричними) навантаженнями фаз. Разом з тим, несиметрія навантажень фаз - явище досить

розповсюджене в лініях 0,6/660 кВ. Коефіцієнт збільшення втрат у лінії з несиметричного навантаження R_o й фаз визначають по формулі

$$k_{\text{нес}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{\text{ср}}^2} \cdot \left(1 + 1,5 \frac{R_o}{R_\phi} \right) - 1,5 \frac{R_o}{R_\phi} \quad (3.44)$$

де I_A, I_B, I_C - струми фаз; R_o і R_ϕ - опору нульового й фазного проводів.

На практиці виміри струмів фаз у всіх лініях 0,6/660 кВ, що перебувають на балансі АЕК, здійснити важко, тому в практичних розрахунках доцільно використати середні значення коефіцієнта $k_{\text{нес}}$. При відносному відхиленні струмів фаз від їхнього середнього значення в діапазоні 0,3 - 0,5 й $R_o/R_\phi = 1 \div 1,5$ коефіцієнт $k_{\text{нес}}$ змінюється в діапазоні від 1,15 до 1,55 ($k_{\text{нес}} = 1,35 \pm 0,2$). Це значення коефіцієнта може бути застосоване до ліній з розподіленим навантаженням, що представляє собою навантаження житлових будинків, переважно однофазну. Зосереджені навантаження мають, як правило, велика вага симетричних трифазних навантажень, тому $k_{\text{нес}}$ для таких ліній перебуває в діапазоні $1,05 \pm 0,05$.

Відповідно до викладеного при відомій частці розподілених навантажень d_p коефіцієнти k_L й $k_{\text{нес}}$ можуть бути виражені формулами

$$k_L = 1 - 0,63d_p \quad (3.45)$$

Квадрат коефіцієнта форми графіка визначають по формулі

$$k_\phi = (1 + 2k_3) / 3k_3 \quad (3.46)$$

де k_3 - коефіцієнт заповнення графіка навантаження (відносне число годин максимального навантаження $k_3 = T_m / T$)

При визначенні втрат в N лініях з відомою сумарною відпусткою енергії в них у формулі (2.7) виникає ще один підвищувальний коефіцієнт - k_N , що враховує неоднаковість щільності струму на головних ділянках різних ліній. При відносному розкиді їхніх значень $\pm \gamma_j$ коефіцієнт k_N визначають по формулі

$$k_N = 1 + \gamma_j^2 \quad (3.47)$$

При γ_j в діапазоні 0,2 - 0,38 значення k_N перебувають кВ діапазоні 1,04 - 1,16

$(k_N = 1,1 \pm 0,06)$.

З урахуванням даних формул остаточною формула для розрахунку втрат у лініях з перерізом головних ділянок F і сумарною довжиною L_F здобуває вид

$$\Delta W_F = 9,3 \frac{W_F^2 (1 + tg^2 \varphi) k_\phi^2 \cdot L_F}{N_\phi^2} k_{nec} k_{oms} k_L k_N \quad (3.48)$$

Для використання формули (3.48) необхідно знати сумарну енергію ΔW_F , що відпускає в лінії цього перерізу. Очевидно, що при наявності проблем з визначенням сумарної відпустки електроенергії в мережі 0,6 кВ у цілому оцінити значення енергії, що відпускає в лінії певного перерізу, можна тільки розрахунковим способом. Єдиним допущенням, на основі якого можна це зробити, є допущення про однакову середню густину струму на головних ділянках ліній різних перерізів. Вплив цього допущення відбивається коефіцієнтом k_u . У цьому випадку формула для розрахунку сумарних втрат кВ всіх лініях 0,6 кВ АЕК [підприємства електричних мереж (ПЕС), району (РЕС), підстанції або фідера 6-20 кВ] здобуває вид

$$\Delta W_{0,4} = 9,3 k_{nec} k_{oms} k_L k_N (1 + tg^2 \varphi) \frac{\sum_{i=1}^n F_i L_i}{F_\Sigma^2} \cdot \frac{W_{0,4}^2}{D} \quad (3.49)$$

де n - число груп ліній 0,6/660 кВ з різними перерізами головних ділянок, що одержують живлення від розглянутого об'єкта; F_Σ - сумарний переріз головних ділянок цих ліній; $\Delta W_{0,4}$ - електроенергія, відпущена в них, певна по заданій частці зареєстрованої відпустки кВ фідери 6 - 20 кВ.

Коефіцієнт k_N рекомендується приймати на рівні його середнього значення 1,1

Метод оцінки втрат електроенергії по втратах напруги в лінії

Цей оцінний метод використовує взаємозв'язок між відносними значеннями втрат напруги й втрат потужності в елементі мережі. Для його використання необхідно провести виміри напруг на шинах РТ й у найбільш віддаленій від нього точці кожної лінії, визначити відносні втрати напруги й на їхній основі розрахувати втрати електроенергії для заданої відпустки її в лінію.

Для лінії із зосередженої наприкінці навантаженням відношення відносних втрат потужності до відносних втрат напруги має вигляд

$$k_{м/н} = \frac{\Delta P_{\%}}{\Delta U_{\%}} = \frac{1 + tg^2 \varphi}{1 + \xi \cdot tg \varphi} \quad (3.50)$$

де $\xi = x_o / r_o$

Для лінії з рівномірно розподіленим навантаженням

$$\Delta P_{\%} = \frac{P_z (1 + tg^2 \varphi) \cdot r_o L}{U^2} 100 \quad (3.51)$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{100}{U^2} (1 + \xi tg \varphi) P_z \cdot r_o \quad (3.55)$$

Розділивши (3.51) на (3.52), отримаємо

$$k_{м/н} = \frac{2}{3} \cdot \frac{1 + tg^2 \varphi}{1 + \xi tg \varphi} \quad (3.56)$$

Коефіцієнт $2/3$ - коефіцієнт розгалуженості лінії.. Фізична суть цього коефіцієнта - облік неоднакової щільності струму уздовж лінії; $2/3$ - це нижня границя значень даного коефіцієнта, що відповідає рівномірному розподілу навантаження уздовж лінії. Для практичних розрахунків можна прийняти єдине значення цього коефіцієнта для ліній з розподіленим навантаженням рівним $0,75$. Для ліній із зосередженим навантаженням він дорівнює 1 . Для комбінованого навантаження рекомендується використати значення $k_{м/н}$, обумовлене по формулі

$$k_{м/н} = (1 - 0,25d_p) \cdot \frac{1 + tg^2 \varphi}{1 + \xi tg \varphi} \quad (3.57)$$

З огляду на те, що для повітряних ліній $x_o \approx 0,4$ Ом/км й $r_o \approx 32,25/F$ й $32,25/F$ Ом/км, $\xi = x_o / r_o \approx 0.0125F$. Для кабельних ліній $x_o \approx 0$ й $\xi \approx 0$. Тому що кінцеві ділянки повітряних ліній іноді виконані проведенням меншого перерізу, чим головна ділянка, а на деяких старих лініях на таких ділянках використані навіть сталеві проведення, рекомендується для повітряних ліній приймати $\xi = 0,01F$

Максимальне навантаження лінії при відомій відпустці енергії в неї за 24 годин

$$\Delta P_{\max} = W / (24D \cdot k_3) \quad (3.58)$$

З урахуванням цієї втрати потужності в максимум навантаження

$$\Delta P_{\max} = \frac{\Delta U_{\%}}{100} P_{\max} k_{\text{м/н}} = \frac{\Delta U_{\%} W k_{\text{м/н}}}{100 D 24 k_3} \quad (3.59)$$

а втрати електроенергії

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \cdot \tau = 24 \Delta P_{\max} D \frac{k_3 + 2k_3^2}{3} \quad (3.60)$$

З огляду на коефіцієнти $k_{\text{нес}}$ й $k_{\text{отв}}$, одержимо остаточну розрахункову формулу

$$\Delta W = \frac{\Delta U_{\%}}{100} \cdot W \frac{1 + 2k_3}{3} \cdot \frac{k_{\text{м/н}} \cdot k_{\text{нес}}}{k_{\text{отв}}} \quad (3.61)$$

Метод розрахунку втрат електроенергії в мережах до 1000 В

Так як у системі електропостачання налічується декілька тисяч ліній 0,6 кВ, то загальноприйняті евристичні методи оцінки втрат електроенергії та режимів в цих мережах. Даний метод оснований на електричному розрахунку представленої вибірки схем мережі та розповсюдження отриманих результатів за допомогою мультиплікативних функцій на всю мережу. Під схемою мається на увазі одна розподільна лінія 0,6 кВ з відгалуженнями. Електричний розрахунок та аналіз такої великої кількості схем може бути успішно реалізований лише при наявності сучасних обчислювальних засобів та відповідної методики, що розроблена для випадку обмеженої вихідної інформації

Для спрощеного розрахункового алгоритму приймаємо вже відомі припущення. Крім цього вводимо умовну класифікацію мереж 0,6 кВ на дві групи. До першої відносимо розгалужені схеми, що відходять від ТП (6-20)/0,6 кВ розподільних ліній з відпайками різної довжини та фазності. До другої – радіально – струмові схеми, що живлять в основному сконцентровані навантаження. Для схем першої групи навантаження однієї розподільної лінії 0,6 кВ приймається рівномірно розподіленою вздовж її фазних проводів. Для схем другої групи густина струму в лінії приймається однаковою по всій її довжині. Обидва припущення доречні. Похибка метода, обумовлена прийнятими припущеннями, не перевищує 6 – 7 %.

До мережі до 1000 кВ підключається багато однофазних електроприймачів,

що викликає несиметрію по фазах та призводить до додаткових втрат енергії. Як правило, у мережах цього класу напруг відсутня достовірна інформація про навантаження магістралей та відгалужень. Проведення спеціальних вимірів з метою виявлення цих навантажень практично нездійснено через великий об'єм роботи.

Для визначення втрат енергії в мережі до 1000 кВ необхідні наступні вихідні дані.

1. Схема мережі із зазначенням номінальної напруги, марок і довжин проводів, кількості фаз, системи виконання мережі й місць нормальних розривів замкнених кілець.
2. Максимальний струм або витрата енергії в ланцюзі форматора ТП за розрахунковий відрізок часу t .
3. Характер підключених до ТП споживачів.
4. Струми I_A , I_B , I_C у ланцюзі трансформатора ТП для характерного режиму мережі.

Обробка інформації й розрахунок втрат енергії виконуються в наступному порядку:

1. Складається розрахункова схема мережі, на яку наносяться довжини ділянок, марки фазних і нейтральних проводів, система виконання мережі на ділянках. Всі вузли мережі нумеруються й потім вся ця інформація образом кодується для уведення в ЕОМ.

2. Обчислюється сумарний струм трьох фаз трансформатора ТП

$$I'_{\max T} = 3I_{\max T} = I_{\max A} + I_{\max B} + I_{\max C} \quad (3.62)$$

Якщо навантаження ТП задане у вигляді потоку енергії W пропущеної через ТП за час t , то спочатку визначають середній максимальний струм у ланцюзі трансформатора

$$I_{\max T} = \frac{W}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot T_{\max a}} \quad (3.63)$$

Тут використовують значення $T_{\max a}$ та $\cos \varphi$, зібраних для розрахунку втрат у мережі 6-35 кВ.

3. Знаходиться сумарна довжина фазних проводів для всієї мережі в цілому:

$$l_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m k_i \cdot l_i \quad (3.64)$$

де l_i - довжина i -го ділянки мережі; k_i - кількість фаз та проводів на i -й ділянці мережі.

4. Визначається рівномірно розподілене по довжині струмове навантаження, що припадає на одну фазу,

$$I_{pi} = I'_{\max T} \cdot \frac{l_i}{l_{\Sigma}} \quad (3.65)$$

5. Для кожної ділянки мережі обчислюються зосереджені струмові навантаження, що припадають на одну фазу. Ці навантаження обумовлюються рівномірно розподіленими навантаженнями всіх ділянок мережі, що знаходяться за k -ою ділянкою, для якого визначається зосереджене навантаження:

$$I_{ck} = \frac{\sum_{i=k}^m k_i \cdot I_{pi}}{k_k} \quad (3.66)$$

де індекс k - номер ділянки, для якого визначається зосереджений струм. Під знаком суми - довжина фазних проводів, що живляться від k -ої ділянки.

6. Таким чином, на кожній ділянці мережі протікає зосереджений I_{ci} і рівномірно розподілений I_{pi} струми. Квадрат еквівалентного струму на ділянці, якій пропорційні втрати потужності й енергії, визначається по рівнянню

$$I_{ek\ i}^2 = \frac{1}{3} I_{pi}^2 + I_{pi} \cdot I_{ci} + I_{ci}^2 \quad (3.67)$$

7. Обчислюються коефіцієнти k_{ϕ} , що враховують додаткові втрати потужності через нерівномірне навантаження фаз на ділянках:

для чотирьохпроводної системи

$$k_{\phi} = N^2 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{R_{nm}}{R_{\phi}} \right) - 1,5 \frac{R_{nm}}{R_{\phi}} \quad (3.68)$$

де R_{nm} та R_{ϕ} - опори нейтрального й фазного проводів;

для трьохпровідної системи $k_0 = N^2$

Коефіцієнт N визначається за формулою

$$N^2 = \left[\left(\frac{I_A}{I_{cp}} \right)^2 + \left(\frac{I_B}{I_{cp}} \right)^2 + \left(\frac{I_C}{I_{cp}} \right)^2 \right] \quad (3.69)$$

$$\text{де } I_{cp} = \frac{1}{3} (I_A + I_B + I_C)$$

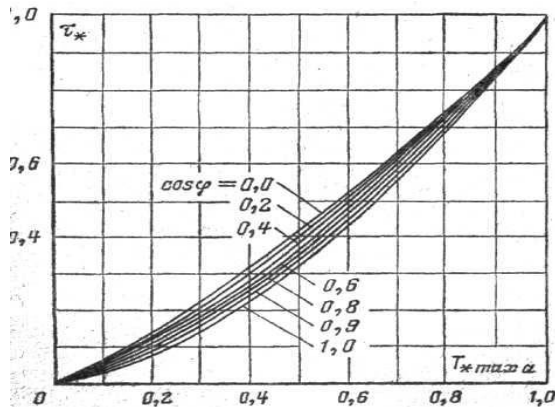


Рисунок 3.1 Значення часу втрат від коефіцієнта потужності

Для систем мереж три фази з нейтральним проводом, дві фази з нейтральним проводом із симетричним навантаженням, а також одна фаза з нейтральним проводом коефіцієнт $k_0 = 1$.

8. Опори фазних і нейтральних проводів визначаються по формулах

$$R_i = r_{oi} \cdot l_i \quad (3.70)$$

$$X_i = x_{oi} \cdot l_i \quad (3.71)$$

9. Втрати потужності на кожній ділянці мережі знаходяться за виразами в залежності від групи схеми мережі.

$$\Delta P_i = k_{oi} \cdot k_{ui} \cdot I_{zi}^2 \cdot R_i \quad (3.72)$$

$$\text{або } \Delta P_i = k_{oi} \cdot k_{ui} \cdot S_i \cdot l \cdot J_z \cdot \rho$$

де l_i - довжина i -ої ділянки лінії, км; S_i - переріз проводу, мм²; ρ - питомий опір проводу, Ом×мм²/км; J_z - густина струму на головній ділянці схеми радіальної лінії, А/мм².

При цьому коефіцієнт k_u для систем виконання мережі три фази з нейтральним

проводом , три фази без нейтрального проводу та дві фази з нейтральним проводом приймається рівним трьом, а для систем одна фаза з нейтральним проведенням і дві фази без нейтрального проводу - одиниці.

10. Сумарні втрати потужності для всієї схеми мережі, що живиться від однієї ТП, визначаються за формулою

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m \Delta P_i \quad (3.73)$$

11. За відомим значенням $T_{max a}$ визначаються τ_{*a} й τ_{*p} .

$$\tau_{*a} = (0,7T_{*max a} + 0,3) \cdot T_{*max a}$$

$$\tau_{*p} = (0,7 \cdot T_{*max a}^b + 0,3) \cdot T_{*max a}^b$$

12. Обчислюються квадрати коефіцієнта потужності у ланцюзі трансформатора ТП $\cos^2 \varphi$ і відповідного йому синуса

$$\sin^2 \varphi = 1 - \cos^2 \varphi \quad (3.74)$$

При наявності бази даних для розрахунку втрат енергії в розподільних мережах потрібно лише відповідне коректування параметрів і схем мережі, що змінилися від часу попереднього коректування. У якості режимної інформації використовуються дані, зібрані по кожній ТП для оцінки втрат у мережах 6-35 кв. Вплив асиметрії навантажень на величину втрат енергії з достатньою для інженерних завдань точністю може бути враховане за допомогою відповідного коефіцієнта, знайденого по дослідній ділянці.

Потрібно відмітити, що при відсутності сформованої бази даних збір і обробка інформації стосовно даної програми досить трудомісткі. Тому дана методика рекомендується для визначення втрат енергії у вибірці схем мережі при використанні вибіркового методу оцінки втрат [27].

3.3 Імовірнісні методи, що використовуються в задачах розрахунку втрат електроенергії

3.3.1 Основні положення

В умовах експлуатації не завжди виникає необхідність у поелементному аналізі мережі. При розподілі втрат електроенергії між структурними підрозділами електроенергетичної системи, формування квартальних і місячних планових показників. Виділенні основних напрямків по зниженню втрат електроенергії в кожному структурному підрозділі й т.п. зручніше користуватися узагальненими техніко-економічними показниками по втратах електроенергії, отриманими на основі імовірнісно-статистичних оцінок.

Сутність імовірнісного підходу до оцінки полягає в наступному. Оскільки врахувати значення всіх параметрів, від яких залежить величина втрат електроенергії в кожній схемі, неможливо, що визначають параметри діляться на дві групи: не випадкові й випадкові. Приймається, що зміна значення лише від схеми до схеми закономірно обумовлюється тільки зміною параметрів першого класу, а параметри другого класу вносять лише випадкові коливання. Тому при підсумовуванні втрат по районі або енергооб'єднання в цілому значення не випадкових параметрів ураховуються явно для кожної схеми. Вплив же випадкових параметрів усереднюється. Отже, для реалізації імовірнісного підходу до оцінки втрат необхідно виявити параметри, що визначають втрати енергії. Потім варто розділити ці параметри на не випадкові і випадкові, визначити за допомогою детермінованих методів, викладених величину технічних втрат електроенергії в розглянутій схемі й погодити їх функціонально або статистично з не випадковими параметрами. Випадковими параметрами зневажають, тому що відповідно до законів математичної статистики - центральною граничною теоремою й законом більших чисел їхній вплив на значення втрат при підсумовуванні втрат у безлічі схем мережі несуттєво. При розробці визначальних параметрів доцільно користуватися прийнятою нами системою класифікації мереж.

Для знаходження зв'язку між не випадковими параметрами схеми й технічних втрат електроенергії користуються математичним апаратом теорії імовірності, математичної статистики, теорій подібності й ін. Для встановлення коефіцієнтів шуканих кореляційних, регресійних або емпіричних залежностей але використовуються стандартні алгоритми й програми.

Дані методи особливо ефективні в розподільних мережах. У цій групі мереж скрутні централізований збір, переробка й зберігання більших обсягів результат ний інформації про конфігурації, конструктивні й режимні параметри через величезну безліч схем, число яких у сучасних енергосистемах досягає десятків тисяч. Можливості сучасних обчислювальних засобів не дозволяють повністю автоматизувати процес збору й первинної обробки вихідної інформації а також передачі її в обчислювальний центр. Через це губиться необхідна оперативність розрахунку. Необхідність обробки великої кількості інформації змушує прибігати для її зберігання до використання зовнішніх накопичувачів ЕОМ, наслідком чого є більші витрати машинного часу при розрахунках. У результаті проведення розрахунку може виявитися економічно недоцільним.

З іншого боку, саме масовий характер у сукупності з однотипною вихідною інформацією створюють сприятливі умови для застосування імовірних рішень поставленого завдання. При використанні вибіркового методу для оцінки втрат докладному техніко-економічному аналізу піддаються не всі схеми мереж району, а лише досить представницька їхня вибірка. Отримана величина втрат електроенергії у вибірці, наприклад, за допомогою методів, розглянутих вище, усереднюється й поширюється на всю мережу [28].

Найпоширенішими характеристиками випадкової величини X є математичне очікування (середнє значення) m_x і середньоквадратичне відхилення

$$\delta_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - m_x)^2}{n-1}} \quad (3.75)$$

де x_i - - значення величини X ; n — число значень.

Для характеристики тісноти лінійного зв'язку між двома випадковими величинами X і Y використовують коефіцієнт кореляції

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - m_x) \cdot (y_i - m_y)}{\delta_x \cdot \delta_y \cdot (n-1)} \quad (3.76)$$

який може приймати значення в діапазоні ± 1 . Чим ближче r_{xy} 1 або -1, тим істотніше зв'язані між собою величини X та Y і з'являється можливість виявити регресійну залежність

$$Y = a \cdot X \quad (3.77)$$

де a - коефіцієнт пропорційності.

Метод найменших квадратів. Вибір найкращого значення коефіцієнта a залежить від того, що ми домовимося вважати найкращим. Можна вибрати коефіцієнт a так, щоб середнє відхилення величин $a \cdot x_i$ від y_i було мінімальним. Можливі й інші способи. На практиці найбільше часто використовують так званий метод найменших квадратів, у якому найкращим вважається коефіцієнт, що забезпечує мінімум суми квадратів відхилень,

$$F = \sum_{i=1}^n (y_i - a \cdot x_i)^2 \rightarrow \min \quad (3.78)$$

Єдиним обґрунтуванням такого розуміння найкращого коефіцієнта є те, що отримана при цьому залежність є найбільш імовірною (тобто є математичним очікуванням залежності) у випадку, якщо величина Y розподілена за нормальним законом. Для забезпечення умови (3.78) необхідно похідну за коефіцієнтом a прирівняти нулю:

$$\frac{\partial F}{\partial a} = \sum_{i=1}^n 2(y_i - a \cdot x_i) x_i = 0 \quad (3.79)$$

Тоді коефіцієнт a визначимо по формулі

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n x_i^2} \quad (3.80)$$

У практичних розрахунках, як правило, доводиться визначати коефіцієнти залежності випадкової величини Y (результуючої ознаки) не від однієї, а від декількох величин (факторів):

$$Y = a_0 + a_1 \cdot X_1 + a_2 \cdot X_2 + \dots + a_n \cdot X_n \quad (3.81)$$

У цьому випадку для одержання чисельних значень коефіцієнта необхідно розв'язати систему лінійних рівнянь у часткових похідних, порядок якої дорівнює числу коефіцієнтів.

Факторний аналіз. Іноді величини X_1, X_2, \dots, X_n відомі із фізичних уявлень про їх взаємозв'язок з величиною Y . Часто ж цей зв'язок тільки передбачається. Для виявлення значимих факторів із числа намічених застосовують методи факторного аналізу. Апарат факторного аналізу дозволяє виконати цю операцію, використовуючи певні критерії, що враховують як коефіцієнти кореляції між факторами, так і частковий внесок кожної із складових (3.81) у величину Y . Незначущі фактори відкидаються, а коефіцієнти при факторах, що залишилися, визначають за допомогою описаного вище методу найменших квадратів[29].

Випадкові вибірки. Однієї із практично важливих завдань, розв'язуваних за допомогою апарата теорії ймовірностей, є визначення кількості значень випадкової величини, на підставі які можна одержати її характеристики із заданою точністю й вірогідністю.

У розрахунках втрат електроенергії таке завдання може вирішуватися, наприклад, при необхідності визначення сумарних втрат у лініях на підставі безпосереднього розрахунку втрат тільки в частині з них. При цьому загальне число ліній називають генеральною сукупністю, а розрахункову частину - вибіркою. Завдання формулюється в такий спосіб: визначити мінімальний обсяг вибірки в достатній для визначення математичного очікування втрат із заданою точністю Δ , %, і вірогідністю p . Втрати електроенергії у всіх N лініях у цьому випадку визначають по формулі

$$M[\Delta W_N] = M[\Delta W_1] \cdot N \quad (3.82)$$

де $M[\Delta W_1]$ - математичне очікування втрат в одній лінії.

Мінімальний обсяг вибірки визначають по виразу

$$\omega = \left(\frac{t \gamma_x \cdot 100}{\Delta} \right)^2 \quad (3.83)$$

де t - параметр, що залежить від бажаного значення p (при $p = 0,95$ $t = 2$); γ_x - коефіцієнт варіації величини X , обумовлений формулою

$$\gamma_x = \sigma_x / m_x \quad (3.84)$$

Якщо ж обсяг вибірки заданий, то відповідну йому похибку визначають по формулі, одержаної з (3.4):

$$\Delta = \frac{t \gamma_x \cdot 100}{\sqrt{\omega}} \quad (3.85)$$

Слід особливо зазначити, що відбір ліній у вибірку повинен носити випадковий характер. Не допускається відбирати характерні схеми, як це іноді рекомендується. При такому відборі буде із заданою точністю забезпечений розрахунок сумарних втрат у характерних лініях, не в усіх. Саме тому даний метод називають методом випадкових вибірок. Забезпечити такий відбір можна, пронумерувавши всі лінії генеральної сукупності й вибравши ω номерів із загального числа номерів випадковим образом. Якщо порядок розташування схем лінії не визначався їхньою попередньою класифікацією по якому-небудь параметрі, то він може вважатися випадковим й у вибірку може бути взяті кожна п'ята, десята лінія й т.д. [30]

Планування експерименту. Застосування методів планування експерименту найбільше ефективно у випадку, коли математичний опис об'єкта (або явища) невідомо або має складний важкодоступний для огляду вид, а всі параметри (фактори), від яких залежить значення функції, відомі й при зафіксованих їхніх значеннях значення функції легко визначається з досвіду. Експеримент може бути як фізичним, так і машинним. В останньому випадку значення функції визначається розрахунком на ЕОМ.

Як приклад використання методу планування експерименту можна привести розрахунок залежності втрат потужності в мережі від навантажень вузлів. Ця залежність, як відомо, містить у собі велика кількість параметрів (всі галузі мережі й навантаження вузлів). У той же час для конкретних значень навантажень втрати потужності легко визначають розрахунком. Однак для того щоб одержати залежність

$$\Delta P = f(I_1, I_2, \dots, I_n)$$

де I_i — струмові навантаження вузлів, необхідно варіювати значень навантажень у всіх вузлах. Число сполучень різних значень навантажень може бути як завгодно більшим. Розрахунок величини ΔP необхідно зробити для кожного сполучення.

Яка кількість досвідів необхідно зробити, на яких рівнях фіксувати значення змінних при варіюванні й у якій послідовності робити досвіди, щоб досягти мети з мінімальною їхньою кількістю, - відповіді на ці питання дає теорія планування експерименту. Найпростіша реалізація методу - для однієї змінної - названа по імені математика, який вивів закономірність варіювання, методом Фіббоначчі.

Метод Монте-Карло є універсальним обчислювальним методом для визначення характеристик функцій випадкових величин. Він використовується у випадку, якщо необхідно знати закон розподілу або характеристики випадкової величини, залежність якої від величин з відомими законами розподілу має складний математичний вид, що виключає аналітичне визначення шуканих характеристик.

Практичне використання методу полягає в наступному: роблять велику кількість розрахунків (чим більше, тим точніше будуть визначені шукані характеристики), кожний з яких складається в завданні випадкових значень параметрів X_1, X_2, \dots, X_n і розрахунку значення результуючого параметра Y , що є складною функцією параметрів X :

$$Y = f(X_1, X_2, \dots, X_n)$$

Параметри X від досвіду до досвіду повинні приймати такі значення, щоб закони їхнього розподілу відповідали фактичним. Основою одержання таких значень є відомі алгоритми, що дозволяють одержувати випадкові числа, розподіл яких підкоряється закону рівномірної щільності. З їхньою допомогою одержують випадкові числа, що розподіляють по будь-якому іншому закону розподілу.

Області застосування методів. Як треба з викладеного вище, всі описані методи дозволяють одержати певні відомості про параметр, що залежить від комплексу інших параметрів. Причому аналітичний вид шуканої залежності або невідомий, або настільки складний, що використання її надалі аналізі утруднено. У цьому випадку доводиться використати способи спрощеного, більше наочного подання залежності. Природним бажанням є виявити оптимальне спрощення, тобто спрощення, що вносить як можна меншу похибку при як можна більшій простоті й наочності одержуваної формули.

При виборі методу рішення завдання можна користуватися наступними рекомендаціями.

1. Якщо відомо ряд значень результуючого параметра й відповідні їм значення факторів, від яких залежить результуючий параметр, а з фізичних подань про їхній залежності можна припустити її вид (лінійна, квадратична, поліномна й т.п.), то найкращі значення коефіцієнтів цієї залежності виявляють методом найменших квадратів.

2. При використанні методу найменших квадратів передбачається, що залежність будується від всіх намічених факторів. На практиці може зустрічатися завдання, у якому ряди значень результуючого параметра й факторів відомі, однак невідомо, чи всі фактори впливають на значення результуючого параметра й чи всі їх варто враховувати в спрощеній залежності. Вибір значимих факторів здійснює апарат факторного аналізу. Істотним аспектом є те, що цей апарат аналізує значимість тільки лінійного зв'язку. Після вибору значимих факторів (вони, як правило, задовольняють умову незалежності) значення коефіцієнтів лінійної залежності параметра від цих факторів визначають методом найменших

квадратів.

3. Якщо ряди відповідних один одному значень невідомі, то встає завдання про їхнє одержання. Якщо значення кожного ряду взаємозалежні, то одержання цих значень не викликає труднощів - необхідно зробити стільки розрахунків, скільки потрібно для одержання шуканої величини із заданою точністю й вірогідністю [див. формулу (3.83)].

Наприклад, якщо ставиться завдання виявлення залежності втрат у лініях розімкнутих мереж від сумарної довжини ділянок ліній і встановленої потужності трансформаторів у них, те ясно, що втрати в конкретній лінії не залежать від потужності трансформаторів в іншій лінії. Тому для кожної лінії окремо розраховують три величини: втрати, сумарну довжину ділянок і потужність трансформаторів з фізичних подань установлюють вид залежності й витівка визначають чисельні значення вхідних у неї коефіцієнтів методом найменших квадратів. Якщо однозначних подань про де залежності ні, то може бути намічено кілька формул. Коефіцієнти в кожній з них визначають методом найменших квадратів, обчислюють середньоквадратичні помилки кожної формули й вибирають формулу з найменшим значенням помилки.

У ряді завдань фактори виявляються істотно залежними один від одного, що не дозволяє здійснювати їхній роздільний аналіз. Наприклад, якщо необхідно виявити залежність втрат у конкретній мережі від навантажень вузлів, те ясно, що залежність їх від навантаження будь-якого конкретного вузла буде різної при різних навантаженнях в інших вузлах. Необхідною умовою цього завдання є облік взаємного впливу факторів. У цьому випадку одержання вихідних рядів натрапляє на необхідність розрахунку нескінченної кількості сполучень різних значень факторів. Використання ж обмеженої кількості розрахунків, проведених при сполученнях, установлених вольовим порядком, не гарантує того, що ці сполучення досить добре відбивають всю можливу сукупність сполучень. У такого роду завданнях варто використати метод планування експерименту який

саме й визначає, які сполучення значень факторів варто розглянути, щоб виявити закономірності, характерні ; всієї сукупності сполучень.

4. І,нарешті, якщо інтерес представляють лише характеристики результуючого фактора, розглянутого як випадкова величин (наприклад, закон розподілу втрат, або її числові характеристики - математичне очікування й середньоквадратичне відхилення) при випадковому характері параметрів, що визначають значення результуючого фактора, то використовують метод Монте-Карло [33].

3.3.2Метод статистичних характеристик

Під статистичними характеристиками розуміють узагальнені параметри електроенергетичної системи, що визначають втрати електроенергії в мережі. Зв'язок цих параметрів з величиною втрат електроенергії встановлюється на основі статистичної обробки спостережень або експерименту, наявність статистичних залежностей між узагальненими параметрами електроенергетичної системи й втратами енергії дозволяє оцінити динаміку втрат при зміні узагальнених показників. З їхньою допомогою легко здійснити типові розрахунки по плануванню втрат, розбивці планових показників по втратах між структурними підрозділами енергосистеми, обчисленню планових показників усередині інтервалу планового періоду й т.п.

Для одержання такого роду статистичних залежностей виділяються експериментальні ділянки мережі, для яких установлюються узагальнені показники, що визначають втрати енергії. Значення цих показників і величина втрат енергії в експериментальних схемах визначаються в досить широкому діапазоні часу (5-10 років). За допомогою теорії математичного програмування виробляється дослідження чутливості узагальнених визначальних параметрів, що дозволяє розділити всі визначальні параметри на дві групи: невинпадкові й винпадкові (слабо впливають і втрати, що дають похибку в обидва боки). Невинпадкові параметри за допомогою регресійних залежностей погоджуються із втратами енергії, для цього

використаються стандартні алгоритми й програми теорії ймовірностей і математичної статистики по обробці результатів експерименту. При визначенні втрат енергії в схемі мережі не випадкові узагальнені показники враховують у явному вигляді, а випадковими параметрами зневажають, ґрунтуючись на граничній теоремі й законі більших чисел.

При формуванні й виявленні узагальнених показників користуються прийнятою нами системою класифікації мережі й роблять їхню статистичну обробку для кожної групи мереж роздільно. Цим досягається підвищення тісноти зв'язку між узагальненими показниками мережі й втратами енергії в ній. Необхідно також прагнути приймати в якості визначальних не випадкових такі показники, які можуть бути легко отримані для будь-якої схеми мережі.

В основних електричних мережах у якості не випадкових можуть бути рекомендовані наступні параметри:

1. Обсяг мережі B в умовних одиницях.
2. Відпустка електроенергії в мережу W .
3. Балансова вартість мережі K .

4. Довжина електричної мережі в i -й електроенергетичній системі, приведена до одного ступеня номінальної напруги L :

$$L_i = \sum_{u=1}^{N_i} l_u / k_{mu}^2 \quad (3.86)$$

де $u = 1, 2, \dots, N_i$ — порядковий номер ступеня номінальної напруги ліній; l_u — довжина ліній u -й ступеня напруги; k_{mu} — коефіцієнт трансформації стосовно ступеня, прийнятого за базовий.

5. Установлена потужність трансформаторів на підстанціях S_{Ti} .

6. Середньозважений коефіцієнт потужності по електроенергетичній системі $\cos \varphi$ або відповідний йому тангенс $\tan \varphi$.

7. Структура електроспоживання, тобто питома вага споживачів без втрат електричної енергії, а також промислових, тягових, сільськогосподарських, комунально-побутових й ін.

8. Ступінь концентрації електричної системи. Даний показник можна врахувати за допомогою коефіцієнта;

$$k_i = \left(\sum_{j=1}^{m_i} \frac{P_{1j}}{P_{2j}} + 1 \right) \cdot \frac{1}{m} \quad (3.87)$$

де $j=1, 2, \dots, m$ — порядковий номер підсистеми (100 МВт і вище), що входить до складу розглянутої вітроенергетичної системи; P_{1j} — потужність, що споживається j -ю підсистемою від сусідніх підсистем; P_{2j} — потужність, що споживається j -й підсистемою.

Дані показники виявляються по вузлах мережі в ранковий або вечірній максимум (місячний, квартальний або річний). Замість потужності у формулу (3.87) можна також підставляти відповідні потоки електроенергії.

У розподільних мережах не випадковим параметром можуть також служити:

- кількість живильних ліній у ділянці мережі; кількість ТП;
- довжина фазних проводів (у мережах до 1000 В);
- середньозважений коефіцієнт нерівномірності навантаження фаз.

При формуванні математичної моделі мережі рекомендується користуватися показниками не в явному, а в мультиплікативному виді, наприклад, обсяг мережі або її балансову вартість відносити до відпустки електроенергії

Перевага даної математичної моделі полягає в її порівняльній простоті. Одержувані з її допомогою результати цілком прийнятні для їхнього використання при вирішенні поставлених інженерних завдань. Використання моделі не вимагають істотних витрат праці навіть при відсутності автоматизованої бази даних.

При виборі узагальнених статистичних характеристик мережі (невипадкових параметрів), що визначають втрати енергії треба звертати увагу, щоб їхнє вишукування саме по собі не становило праці. Проведені в цьому напрямку дослідження показали, що найбільш тісний кореляційний зв'язок із втратами енергії в мережі мають: у мережах 6-35 кВ - відпустка енергії в мережу, довжину мережі, кількість розподільних ліній (РЛ), кількість трансформаторних підстанцій (ТП), установлена потужність трансформаторів; у мережі 0,38 кВ - корисна відпустка

енергії споживачам, довжина мережі (включаючи відгалуження), кількість ТП, середньозважений коефіцієнт асиметрії завантаження фаз.

Отриманий статистичний матеріал оброблявся за допомогою стандартних підпрограм теорії імовірності й математичної статистики. У результаті отримані регресійні залежності втрат енергії в розподільних мережах 35, 10, 6 й 0,38 кВ від статистичних характеристик для кожного з розглянутих щаблів напруги.

Розглядаються моделі двох типів:

$$\text{Лінійна } y = a_o + \sum_{i=1}^n a_i \cdot x_i^{bi} \text{ й нелінійна } y = a_o + \prod_{i=1}^n x_i^{bi}$$

де $i=1, 2, \dots, n$ — порядковий номер узагальненої статистичної характеристики мережі x_i . Більше: тісний кореляційний зв'язок між втратами енергії й узагальнених статистичних характеристик мережі виявився в нелінійній моделі. Тому для узагальненої оцінки втрат енергії в мережах 6-35 й 0,38 кВ відповідно рекомендовані наступні формули:

$$\Delta W_{\Sigma j}^{6-35} = a_{oj} + a_j \cdot W_{o.c.}^{b1j} \cdot l_j^{b2j} \cdot n_j^{b3j} \cdot S_{ном.мj}^{b4j} \cdot m_j^{b5j} \quad (3.88)$$

$$\text{I } \Delta W_{\Sigma j}^{0,38} = a_{oj} + a_j \cdot W_{n.o.}^{b6j} \cdot l_j^{b7j} \cdot n_j^{b8j} \quad (3.89)$$

де $j=1, 2, \dots, m$ - порядковий номер групи мережі по номінальній напрузі й характеру електропотребления;

a і b з відповідними індексами — коефіцієнти регресії;

$W_{o.c.}$ - відпустка енергії в мережу, МВт-рік;

$W_{n.o.}$ — корисна відпустка енергії споживачам, МВт-рік;

l_j — довжина мережі, км;

n_j — кількість ліній, шт.;

$S_{ном.м}$ — установлена потужність трансформатором у ТП, кВ • А;

m_j — кількість ТП, шт.

Для аналізу величини й структури втрат енергії в мережах 6-35 кВ використається вирази

$$\Delta W_{\Sigma j}^{6-35} = a_{oj} + a_{1j} \cdot W_{o.c.}^{b1j} \cdot l_j^{b10j} \cdot n_j^{b11j} + a_{2j} \cdot W_{o.c.}^{b12j} \cdot S_{ном.мj}^{b13j} \cdot m_j^{b14j} + a_{3j} \cdot S_{ном.мj}^{b15j} \cdot m_j^{b16j} \quad (3.90)$$

де перший й останній доданки ураховують втрати холостого ходу в трансформаторах, а другі й третє навантажувальні втрати в лініях і трансформаторах відповідно.

При визначенні значень коефіцієнтів регресії для зазначені регресійних залежностей всі розподільні мережі підрозділялися на групи $j=1, 2, \dots, m$ по щаблях номінальної напруги (0,38, 6, 10 й 35 кВ), конструктивному виконанню (повітряні, кабельні) і характеру електроспоживання (міські, сільськогосподарські).

Отримані залежності використані для написання програми, призначеної для оцінки втрат енергії в розподільних мережах 35 кВ і нижче й для вивчень їхньої динаміки при зміні узагальнених статистичних характеристик мережі й проведення типових розрахунків по плануванню втрат. Передбачаються два варіанти постановки завдання:

- 1) оцінка втрат енергії для заданого обсягу мережі [вирази (3.88) і (3.89)];
- 2) оцінка величини й структури втрат енергії в заданій мережі [вирази (3.89) і (3.90)]

Результати розрахунків видаються у вигляді табуляграм по кожній j -й мережі з калькуляцією Суми втрат в іменованих одиницях і відсотках. Програма написана алгоритмічною мовою ФОРТРАН стосовно до ЕОМ з типовим комплектом технічного забезпечення. Для виявлення вихідних даних при користуванні програмою не потрібно проводити спеціальних вишукувань, крім визначення потоків енергії. Оцінка втрат енергії у вигляді відпустки енергії в мережу (для мереж 6-35 кВ) і корисної відпустки енергії споживачам (для мереж 0,38 кВ) може бути зроблена за даними збуту[34].

3.3.3 Метод статистичної вибірки схем мережі

Складність визначення технічних втрат енергії в електричних мережах різко зростає в міру зниження класу напруги. Практична неможливість переробки всього обсягу інформації в розгалужених мережах викликає необхідність створення для рішення поставленого завдання такої математичної моделі, що давала б можливість, якщо не точно, те хоча б із прийнятною для практичних цілей погрішністю,

визначити значення втрат енергії в районі на основі інформації меншого обсягу. Найбільш прийнятні для цієї мети вибіркові методи.

Можливі два принципових підходи до розробки вибірових методів. Перший з них полягає в тому, що наявність невинпадкоких впливів на величину втрат в окремої, узятій наудачу схемі повністю ігнорується. Перевагою цього підходу є відсутність необхідності в який би те не було інформації про всі схеми, крім тих, які включені у вибірку, а недоліком великий обсяг вибірки, необхідний для задовільнення заданих умов точності визначення втрат у мережі району.

Другий підхід полягає в тім, що втрати енергії в мережі розглядають як дискретну випадкову функцію

$$\pi = X(t) \quad (3.91)$$

де t — деякий невинпадкохий параметр.

Простіше всього розглянути мультиплікативну функцію виду

$$\pi = t \cdot \xi \quad (3.92)$$

де ξ - деяка випадкова величина, що характеризує втрати електроенергії в кожній схемі, що потрапила у вибірку.

Обсяг вибірки істотно скорочується, однак для кожної схеми мережі району необхідно знати випадковий параметр t .

Програма заснована на базі методичних положеннях статистичної вибірки схем мережі призначена для ймовірностно-статистичної оцінки втрат енергії в розподільних електричних мережах середньої й низької напруг. Послідовність проведення розрахунків за допомогою даної програми наступна:

1. Розподільна мережа району (енергооб'єднання) ділиться на однорідні групи по номінальній напрузі й характеру споживачів. Нехай усього таких груп буде ω . Кожна окремо виділена група мереж утвориться з окремих схем-дерев, включаючи одну розподільну лінію разом з понижуючими трансформаторними підстанціями. У мережах 1000 В якості елемента групи може розглядатися окрема схему-дерево однієї відходить від ТП: або ж вся мережа низької напруги, що живиться від однієї ТП.

2. Кожній схемі, включеної в одну групу, привласнюється свій порядковий номер $i=1, 2, \dots, m$.

3. Задаються припустимою погрішністю δ й вірогідністю α оцінки значення втрат в окремій групі. Порушують питання, скільки схем мереж потрібно розглянути даній групі мереж, щоб певне для них середнє значення втрат із прийнятими допусками представляло середнє значення втрат для будь-якої схеми, включеної в дану групу.

4. По даним пп. 1-3 для кожної групи мереж програмою складається представницька вибірка номерів схем, що підлягають подальшому докладному аналізу.

Розділимо інтервал $[0, 1]$ на однакові відрізки $[a_j, b_j]$, число яких дорівнює числу наявних схем $j=1, 2, \dots, m$, приведемо у відповідність із кожною схемою якийсь про, різань. Виробляємо на ЕОМ по методу Монте-Карло випадкові числа ξ_i , $i=1, 2, \dots, N_o$ рівномірно розподілені на інтервалі $[0, 1]$, і відбираємо у вибір схеми з номерами $j_1, j_2 \dots j_{N_o}$ відповідним відрізкам $[a_{j_i}, b_{j_i}]$, $i=1, 2, \dots, N_o$, у які потрапили сформовані числа $a_j \leq \xi \leq b_j$.

Для виконання даної процедури стандартною підпрограмою, включеної в програму даного алгоритму, виробляється число θ_i , що представляє собою реалізацію будь-якої величини, розділеної рівномірно на відрізок $[0, 1]$. Номер схеми n_i визначається формулою

$$n_i = E \left[\frac{\theta_i}{l} \right] + 1 \quad (3.93)$$

де l — довжина інтервалу (a_j, b_j) відрізка $[0, 1]$, що відповідає одному номеру схеми $l=1/N$; $E[\bullet]$ — символ цілої частини числа.

5. Для складених у такий спосіб вибірок окремі групи, що вставляють, мереж, виявляються вихідні дані для розрахунку втрат детермінованими методами й установлюється для кожної схеми, що потрапила у вибірку, π_i величина технічних втрат.

6. Определяются оцінки усередині кожної вибірки (групи мереж).

$$E^*(\pi) = \frac{\sum_{i=1}^{N_o} \pi_i}{N_o} \quad D^*(\pi) = \frac{\sum_{i=1}^{N_o} [\pi_i - E^*(\pi)]^2}{N_o - 1} \quad (3.94)$$

Где π_i - розраховане значення втрат в i -й схемі

7. Математичне очікування й дисперсія втрат замінюються у формулі (3.11) їхніми оцінками, отриманими по формулі (3.10)

$$N \geq \frac{[\Phi^{-1}(\alpha/2)]^2 D(\pi)}{(\delta/100)^2 \cdot E(\pi)} \quad (3.95)$$

де Φ^{-1} - символ функції, зворотної стосовно функції Лапласа

$\Phi(t) = \frac{1}{2\pi} \int_0^t \exp\left(-\frac{\tau^2}{2}\right) d\tau$, значення якої табульовані і визначається число схем у вибірці,

необхідне для забезпечення прийнятих допусків у розрахунках по δ й α .

8. Перевіряється виконання умови $N \leq N_o$ (3.95). Якщо ця умова виконується, то це значить, що оцінка $E^*(\pi)$ і $D^*(\pi)$ по формулі (3.94) забезпечує досягнення заданої точності й вірогідності визначення втрат. У противному випадку число схем для розрахунку N_o повинне бути збільшене, після чого розрахунки по пп. 5—8 повторюються.

Щоб забезпечити швидку збіжність ітераційного процесу в одну, максимум у дві ітерації, уведений відповідний коефіцієнт прискорення. Зміст його полягає; у тім, що при необхідності поповнення вибірки розрахункова кількість додаткових схем $N_o - N_1$ у явному виді збільшується, тобто вибірка поповнюється числом схем, обумовленим по вираженню

$$N_{don} = (N_o - N_1) \cdot k \quad (3.96)$$

Де k — коефіцієнт прискорення; N_i — число схем, отримане генератором випадкових чисел у першій ітерації.

9. При виконанні умови (3.95) отримані по вираженню $\pi^* = E^*(\pi) \cdot t$ результати поширюються на всю розподільну мережу району даної групи. Для обчислення параметра t_i в програму закладені формули

$t_i = W_i$ - енергія відпущена в i -ю схему мережі

$t_i = I_{\max i}^2$ - квадрат максимального струму на головній ділянці i -ї схеми

$t_i = \frac{\sum_{v=1}^{M_i} l_{vi}}{W_i}$ - сумарна довжина i -ї схеми мережі, віднесена до відпущеного в дану

схему енергії, де $v=1,2,\dots,M_i$ - порядковий номер i -ї схеми мережі.

$t_i = \frac{B_i}{W_i}$ обсяг i -ї схеми мережі B в умовних одиницях, віднесений до

відпустки в дану схему енергії.

Вибір формули визначається розраховувачем і генерується за допомогою блоку генерації програми. Значення $E^*(\xi)$ і $D^*(\xi)$ обчислюються по вираженню

$$E^*(\xi) = \left(\sum_{i=1}^N \xi_i \right) / N \quad (3.97)$$

10. Втрати енергії в наступних групах району визначаються таким же методом. Результуючі втрати по розподільних мережах району визначаються як сума втрат у всій сукупності груп, у даний район (енергооб'єднання).

Досвід експлуатації програми дозволяє зробити деякі виводи. Наприклад, для підприємств електричних мереж, що включають до 1000 схем, при припустимій похибці $\delta = \pm 5\%$ й імовірності $\alpha = 0,95$ необхідна кількість схем для складання представницької вибірки коливається в межах 80—120. При збільшенні допуску по похибці до $\pm 10\%$ число схем і вибірки зменшується в 4 рази. Під схемою в цьому випадку розуміється відходить від ТП розподільна лінія з відгалуженнями типу радіального «дерева». Зі збільшенням обсягу мережі число схем вибірки зменшується.

Необхідна вихідна інформація для розрахунків забезпечується АБД або ж за допомогою спеціальних досліджень.

Перевага даного методу в порівнянні з оцінкою втрат по узагальнених статистичних характеристиках мережі полягає в тому, що, тут наперед задається й гарантується рівень похибки й вірогідності розрахунків. До складу вибірки можуть бути додатково включені схеми, які за висновком експертів й (експлуатаційного

персоналу) вимагають детального обстеження для поліпшення їхніх режимів і розробки заходів щодо зниження втрат. Проведень розрахунків втрат енергії в даних схемах і додавання до вибірки підвищує вірогідність отриманих результатів. Зазначені переваги даного методу проявляються лише при порівняно великому обсязі мережі. В інших випадках перевага варто віддавати методу оцінки втрат по узагальнених статистичних характеристиках мережі [36].

Висновки до розділу

У даному розділі проведено аналіз параметрів режимів та вихідних даних для розрахунку в розподільних мережах. Розглянуто закони та формули, за якими визначаються параметри елементів схеми.

Проведено аналіз методів розрахунку втрат потужності й електричної енергії в елементах мережі.

Розглянуто області застосування методів за відомими параметрами та залежностями, які необхідно отримати.

Складено методика для розрахунку втрат за допомогою методу статистичних характеристик та методу статистичної вибірки схем мережі та виконано їх порівняння.

4 ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ Й ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

4.1 Заходи та методи щодо зниження втрат потужностей й електричної енергії

Основна мета виконання заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах - доведення фактичного значення технічних втрат до їх оптимального для даних мереж рівня. Умовно всі заходи розділяють на дві групи: організаційні – що не потребують значних додаткових витрат і технічні - що потребують додаткових витрат праці, матеріалів і коштів. Доцільність конкретного технічного заходу повинна обґрунтовуватися відповідним техніко-економічним розрахунком.

У якості основних організаційних заходів можна виділити наступні:

1. Оптимізація режимів роботи трансформаторів трансформаторних підстанціях.
2. Економічний розподіл потоків потужностей у неоднорідних замкнених мережах.
3. Оптимізація рівня робочої напруги в електричних мережах. Забезпечення рівнів напруги в електричних мережах - максимально припустимого в режимі максимальних навантажень і номінального в режимі мінімальних навантажень, перестановка коефіцієнтів трансформації на трансформаторах із ПБВ.
4. Стимулювання споживачів електроенергії до вирівнювання графіків навантаження.
5. Підвищення рівня експлуатації мережі [9].
6. Удосконалювання системи керування рівнем втрат енергії в електричних мережах. Ця група заходів включає організацію й створення інформаційно-обчислювальної системи, створення й впровадження системи визначення технічних втрат енергії оптимізацію й удосконалювання системи обліку звітних втрат енергії; впровадження системи аналізу комерційних втрат енергії, їх локалізацію, виявлення характеру й розробку заходів щодо їхнього зниження; створення й впровадження

системи зниження втрат енергії; оптимізацію експлуатації й розвитку мережі; підвищення кваліфікації персоналу служб і відділів енергосистеми в частині керування рівнем втрат енергії[37].

7. Відключення трансформаторів у режимах малих навантажень на підстанціях із двома або більше трансформаторами.

8. Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах напругою до 1000 В[38].

До основних технічних заходів можна віднести наступні:

1. Заміна проводів на перевантажених лініях.

2. Заміна перевантажених, установка і введення в експлуатацію додаткових силових трансформаторів на діючих підстанціях. Даний захід доцільний коли коефіцієнт завантаження трансформаторів більше верхньої межі економічно обґрунтованого завантаження

$$k_{3l}^g = \sqrt{\frac{(\Delta P_{xxl+1} \cdot l - \Delta P_{xxl}) \cdot 3_x \cdot T + (P_n + P_\Sigma) \cdot k}{(\Delta P_{k3l} - k_o^2 \cdot \Delta P_{l+1}) \cdot \tau \cdot 3_k}} \quad (4.1)$$

де 3_x , 3_k - питомі витрати на втрати електроенергії відповідно ХХ і КЗ;

T - час включення трансформатора;

P_n - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних, вкладень;

k - вартість заміни трансформаторів

$k_o = S_{nl} / S_{nl+1}$ - відношення номінальних потужностей трансформаторів[20]

3. Заміна недовантажених силових трансформаторів, якщо прогнозований на 4-5 років коефіцієнт його завантаження в режимі найбільших навантажень менше нижньої межі економічно доцільних завантажень k_{3l}^H , а установка трансформатора меншої потужності не приводить до його перевантаження в нормальному й післяаварійному режимах

$$k_{3l}^H = \sqrt{\frac{(\Delta P_{xxl} \cdot l - \Delta P_{xxl-1}) \cdot 3_x \cdot T + (P_n + P_\Sigma) \cdot k}{(k_o^2 \cdot \Delta P_{k3l-1} - \Delta P_{k3l}) \cdot \tau \cdot 3_k}}$$

4. Підвищення номінальної напруги мережі.

У процесі розвитку мережі іноді доцільно будувати мережі в габаритах більше

високих щаблів напруги при тимчасовій їхній експлуатації на більше низькому щаблі номінальної напруги[39].

5. Оптимізація розвитку й побудови мережі. Ця група заходів включає розвиток системоутворюючої мережі по оптимальних планах; оптимізацію побудови розподільної мережі й скорочення радіуса її дії в міру росту електроспоживання[11].

4.1.1 Оптимізація режимів роботи трансформаторів на підстанціях

На підстанціях, від яких живляться споживачі першої й другої категорій, а також на районних підстанціях енергосистеми, як правило, установлюються два й більше трансформатори.

Під час провалів добового й річного графіків навантажень частину трансформаторів доцільно відключати при наявності схеми АВР на комутаційних апаратах відключених (резервних) трансформаторів. При цьому знижуються втрати потужності й енергії за рахунок зниження втрат холостого ходу в трансформаторах. Відповідно до рекомендацій ПУЕ й ПТЕ по економічних міркуваннях трансформатори варто відключати не менш ніж на 2 години.

Застосування високоякісної холоднокатаної електротехнічної сталі в трансформаторах нових типів привело до значного зменшення втрат холостого ходу, тому відключення таких трансформаторів на час провалів графіків навантаження менш ефективно. Більше доцільна їхня паралельна робота, а при істотному розходженні номінальних потужностей, напруг короткого замикання або регульовальних відгалужень - роздільна експлуатація на виділені частини навантаження при АВР на секційному вимикачі[41].

4.1.2 Розмикання замкнутих мереж в оптимальних точках

Робота із замкнутої схеми розподільної мережі з неоднорідними контурами, утвореними лініями й трансформаторами різних номінальних напруг, може приводити до підвищення втрат потужності й енергії, зниженню рівня напруги, а також погіршенню балансу активної й реактивної потужності в системі. Крім того,

переклад розімкнутих мереж на роботу із замкнутих схем зажадав би значних капіталовкладень на переустаткування комутаційних пристроїв, релейного захисту й автоматики, прокладку й посилення сполучних перемичок і т.д. У зв'язку із цим робота з розімкнутих схем на деякому етапі розвитку мережі переважніше.

Розподільні мережі 6 - 10 кВ і нижче мають радіально-променеві й петльові схеми. Вони працюють по розімкнутих схемах. Завдання полягає в пошуку кращого місця розмикання. Для забезпечення надійного й безперебійного електропостачання передбачається резервування живильних і розподільних ліній за допомогою пристрою відповідних резервних перемичок і засобів автоматики.

Для здійснення економічних розімкнутих режимів розподільної мережі щорічно, до настання осінньо-зимового максимуму навантаження, або навіть кілька разів у рік персоналом електромережі розробляється так називана «нормальна схема експлуатації» з встановленими точками розмикання петель й умовами роботи пристроїв релейного захисту й автоматики.

У самому загальному виді завдання формулюється в такий спосіб.

Допустимо, що маємо мережа, що містить L контурів і m віток. Позначимо порядкові номери контурів безліччю N , а галузей - M . Безлічі N і M у свою чергу складаються з підмножин $N = \{N', N''\}$ й $M = \{M', M''\}$, де $N' = \{N_1, N_2, \dots, N_L\}$ утворюють групу контурів, які повинні бути розімкнуті, а $M' = \{M_1, M_2, \dots, M_k\}$ — галузі, які по технічних умовах у принципі можуть відключатися для розмикання N' контурів. Підмножини N'' і M'' — це контури, які по технічних умовах не можна розмикати. Завдання полягає в тім, щоб досягти мінімуму цільової функції — наведених витрат на передачу електричної енергії, тобто $Z(N_j, M_i) = \min$, де $N_j \in N$ і $M_i \in M$.

До складу цільової функції включається вартість втрат енергії, фактори, обумовлені надійністю і якістю напруги.

Визначення наведених витрат, що складають, у такому загальному виді сполучено з відомими труднощами. Необхідно знати графіки навантажень підстанцій, дати кількісну оцінку надійності і якості напруги. Без істотного збитку точності рішення завдання можна істотно спростити. Фактор надійності можна

врахувати в технічних обмеженнях. Для цього, наприклад можна поставити умову, що розмикання контурів реалізовувалися на шинах станцій, що живлять найвідповідальніших споживачів (1-й або 2-й категорії). Такі розмикання фіксуються до оптимізації, а відповідні їм контури переводяться в підмножини N'' і M'' .

У випадку відшукування оптимальних розмикань контурів, що відповідають мінімуму втрат потужності й енергії в мережі, у точках розподілу мережі будуть досягнуті кращі рівні напруги, тому показник якості напруги можна також виключити у склад цільової функції й урахувати його за допомогою показника технічних обмежень.

Нарешті, припускаючи, що конфігурація добового графіка підстанцій розподільної мережі приблизно однорідна, замість вартості втрат енергії можна мінімізувати втрати потужності, що відповідають режиму максимальних навантажень.

Алгоритм розрахунку полягає в наступному.

1. На основі аналізу характеру споживачів електричної енергії виявляються найбільш важливі з них, на живильних шинах яких фіксують точки розмикання деяких контурів з міркувань надійності електропостачання.

2. З множини N і M виділяються підмножини N'' і M'' .

3. Виробляється розрахунок потокорозподілу в мережі з активними опорами. Приймається, що індуктивні опори віток дорівнюють нулю.

4. Точки потокорозподілу в контурах, що залишилися, N' будуть відповідати їхнім оптимальним точкам розмикання.

5. Перевіряються технічні обмеження. За їх відсутності завдання вирішене. У випадку їх наявності точки розмикання переносять по галузях підмножини M' таким чином, щоб забезпечити вирішення завдання в межах обмежень.

У даному завданні ефект визначається досягнутим у процесі оптимізації зниженням втрат потужності й енергії.

При розмиканні контурів у розподільних мережах устанавлюється

примусовий розподіл потужностей у живильній мережі більш високої напруги. Тому при оптимізації нормальних точок розмикань у розподільних мережах варто включати в цільову функцію складові техніко-економічних показників живильної мережі більш високої напруги.

Як оптимальний розподіл приймається природний розподіл в однорідній мережі. Для його розрахунку вихідну схему приводять до однорідного, підбираючи реактивні опори таким чином, щоб дотримувалися дві умови: відношення X/R для паралельних галузей повинні бути однаковими й втрати реактивної потужності у перетвореній схемі дорівнюють втратам у вихідній схемі. Іноді точки розмикання виходять різними для активної й реактивної потужності. У цьому випадку необхідно зрівняти втрати при розмиканні в кожній з них і вибрати кращу. Як правило, це сусідні точки мережі.

Оптимальні точки розмикання можуть бути різними для режимів найбільших і найменших навантажень. Якщо відсутня можливість оперативної зміни точок розмикання в плині доби, то вибирають точку, що забезпечує мінімум втрат за добу[42].

4.1.3 Оптимізація рівня робочої напруги

Основним завданням регулювання напруги є забезпечення припустимих відхилень напруги в споживачів, приєднаних до мереж 6 - 10 кВ. При цьому, як правило, вдається знизити втрати електроенергії в мережі. Можливості такого зниження збільшуються при використанні в Центрах живлення (ЦЖ) мереж 6 - 10кВ РПН трансформаторів

Якщо не враховувати статичних характеристик навантаження, хвильового характеру й розподіленості параметрів у лінії, а також впливу на активний опір теплового ефекту навантаження, то з підвищенням напруги на $\Delta U\%$ втрати потужності в опорах мережі знижуються, а в провідностях збільшуються пропорційно квадрату напруги.

Кількісна зміна значень навантажувальних втрат потужності при відхиленнях

напруги від номінального можна оцінити відомим виразом

$$\Delta P_k \% = 1 - \frac{1}{\left(1 \pm \frac{\Delta U \%}{100}\right)^2} \quad (4.2)$$

втрат холостого ходу

$$\Delta P_x \% = \left(1 \pm \frac{\Delta U \%}{100}\right)^2 - 1 \quad (4.3)$$

Тут знак «+» відповідає збільшенню, а «-» зменшенню рівня напруги в порівнянні з номінальним.

Врахування статичних характеристик і теплового ефекту навантаження трохи ускладнює картину, однак сформульовані закономірності при цьому зберігаються.

«Правила улаштування електроустановок» допускають підвищення робочої напруги мережі понад номінальний на 20% у мережах до 20 кВ включно.

Втрати холостого ходу в трансформаторах залежать від напруги, що підводиться до їхніх відгалужень, а не від рівня напруги в мережі. Координуючи відгалуження трансформаторів відповідно до підведеної до них робочої напруги, втрати холостого ходу в трансформаторах можна втримувати на постійному рівні.

Резюмуючи вище викладене, варто зауважити, що підтримка робочої напруги в мережі на гранично припустимому вищому рівні раціонально для забезпечення високої якості напруги та втрат електричної енергії.

Для підтримки робочої напруги на високому рівні необхідно розташовувати достатнім арсеналом регулюючих пристроїв і забезпечити позитивний баланс реактивної потужності у вузлах мережі. З погляду забезпечення вимог до якості напруги у споживачів на вторинних шинах трансформаторів слід домогтися напруги 1,05-1,1 від номінального для режимів максимальних і номінального - для режимів мінімальних навантажень. За рахунок оптимізації режимів робочої напруги можна досягти зниження втрат енергії до 1% сумарних втрат у системі.

Розрахунок законів регулювання напруги трансформаторів із ПБВ може бути зроблений на підставі дані виміри відхилень напруги на шинах НН всіх ЦП у режимах найбільших V_i' і найменших навантажень V_i'' із одночасною реєстрацією

відповідних їм відгалужень трансформаторів. Для зазначених вимірів повинні використатися вольтметри класу точності не нижче 1.0 або спеціальних приладів, що безпосередньо вимірюють відхилення напруги.

Якщо відомі втрати напруги в мережі до найближчого $\Delta U'_\delta$ й найбільш вилученого $\Delta U'_y$ РТ, то необхідний діапазон регулювання напруги в ЦП може бути визначений по формулі:

$$d_T = \Delta U_c + d_\lambda \quad (4.4)$$

Де d_λ визначають по таблицях залежно від величини k_{\min} й $\Delta U' = \Delta U'_\lambda - \Delta U'_\delta$

При відсутності даних про втрати напруги в мережах 6 – 10 кВ приймають $V_T' = 5\%$, $V_T'' = 0\%$, $d_T = 5\%$.

Якщо на одній або на декількох підстанціях установлені трансформатори без РПН, то діапазон визначають по

$$\Delta d = \frac{\sum_{i=1}^n g_i \cdot (d_{Ti} - d_i)}{\sum_{i=1}^n g_i} \quad (4.5)$$

d_{Ti} , d_i - необхідний і фактичний діапазони регулювання напруги на шинах 6 – 10 кВ i -й підстанції без РПН;

g_i - експертна оцінка важливості підтримки нормальної напруги на i -й підстанції;

Якщо всі споживачі однаково реагують на відхилення напруги, то g_i встановлюють пропорційно споживаній енергії[43]

4.1.4 Вирівнювання графіка навантаження мережі

Вирівнювання графіка навантаження мережі здійснюється за допомогою застосування до споживачів стимулюючих мір, що забезпечують перенос частини навантаження на нічні години. Зниження втрат електроенергії в мережі визначають формулою

$$\delta W = \Delta W_n \left(1 - k_{\phi 2}^2 / k_{\phi 1}^2 \right) \quad (4.6)$$

де індексами 1 й 2 позначені коефіцієнти форми графіка до вирівнювання й після нього; ΔW_n — навантажувальні втрати в мережі при коефіцієнті форми $k_{\phi 1}$. [1]

Відповідно до (4.6)

$$\frac{k_{\phi 2}^2}{k_{\phi 1}^2} = \left(\frac{1090/T_{\max 2} + 0.876}{1090/T_{\max 1} + 0.876} \right)^2$$

4.1.5 Удосконалення системи обліку втрат

Систему обліку втрат електроенергії в енергосистемі має бути організовано таким чином, щоб з її допомогою можна було встановити причини фактичного рівня сформованих звітних втрат і визначити раціональні шляхи їх зменшення. Для цього де всього необхідно налагодити належним чином комерційний облік потоків енергії в границях кожного підрозділу електричних мереж, тобто мати можливість оперативного контролю звітних втрат.

Сам по собі комерційний облік потоків енергії не може служити інструментом для аналізу або зниження втрат через невизначеність конкретних причин, що викликали ті або інші втрати. Тому аналіз звітних втрат безвідносно до розрахункового не дозволяє встановити, в якій мірі сформована система обліку потоків енергії відповідає пропонованим вимогам. Поряд з урахуванням втрат енергії по електролічильникам необхідно систематично визначати втрати енергії в мережі аналітичним способом, тобто оцінювати технічні втрати.

Найнижчий щабель аналізу втрат енергії полягає в зіставленні звітних і технічних втрат. При виявленні істотних небалансів втрат з'ясовується їх причина й приймаються заходи з її усунення. Для зменшення небалансів між звітними й технічними втратами необхідно:

1. Домогтися повного охоплення всіх абонентів приладами; виключивши або звівши до мінімуму систему оплати за електроенергію по встановленій потужності електроприймачів.

2. Забезпечити оптимальні умови роботи самих приладів обліку. При цьому необхідно виключити можливі перевантаження або недовантаження, випадки

установки електролічильників у неопалюваних приміщеннях або забезпечити їх підігрів.

3. Виключити або звести до мінімуму випадки розкрадання електроенергії, звернувши особливу увагу на усунення можливостей елементарних способів впливу абонентів на роботу приладів обліку. Не допускати включення нейтрального проведення в струмовий ланцюг однофазних електролічильників. При пломбуванні лічильників виключити можливість відключення живлення їх паралельних обмоток, шунтування струмових ланцюгів, тощо.

Потрібно мати методику аналізу самих технічних втрат енергії. Не слід забувати, що облік втрат в електричних мережах здійснюється персоналом енергосистеми. Тому успіх цієї справи в остаточному підсумку залежить від того, наскільки цей персонал й у першу чергу його керівна верхівка, перейнявся ідеєю налагодження належного обліку. У справі підвищення зацікавленості персоналу важлива роль приділяється системі формування фондів матеріального заохочення за економію електричної енергії й принципів їх розподілу. Критерієм правильності розподілу фондів матеріального заохочення може служити ступінь наближення звітних втрат до їх економічно доцільного рівня. При цьому звітні втрати не повинні покриватися за рахунок штрафів, що накладають на абонентів, за порушення правил користування електроенергією.

Іншим критерієм розподілу повинен служити принцип окупності фондів матеріального заохочення за рахунок заходів зі зменшення втрат електроенергії [9].

4.1.6 Відключення частини трансформаторів у режимах малих навантажень.

При роботі із заданим графіком мінімум наведених витрат на трансформацію відповідає мінімуму втрат потужності в трансформаторах. Тому граничне значення навантаження, при якому доцільне відключення одного з паралельно працюючих трансформаторів, визначається з рівності втрат потужності в n і $n-1$ трансформаторах.

Відключення одного з n паралельно працюючих трансформаторів доцільно, коли зниження втрат холостого ходу виявляється більшим, ніж збільшення навантажувальних втрат через перерозподіл сумарного навантаження між меншим числом трансформаторів.

Наприклад, відключення одного з n однотипних трансформаторів доцільно, якщо навантаження підстанції

$$S < S_{ном} \sqrt{\frac{n \cdot (n-1) \Delta P_x}{\Delta P_k}} \quad (4.7)$$

де $S_{ном}$ — номінальна потужність одного трансформатора; ΔP_x і ΔP_k - втрати холостого ходу й короткого замикання.

Підставляючи у формулу замість n послідовно знижуваних на одиницю значення (наприклад, при чотирьох трансформаторах 4, 3 й 2), одержуємо ряд значень S , при яких доцільне відключення чергового трансформатора. Як правило, підстанції двохтрансформаторні, у зв'язку із цим по наведеній формулі визначають лише одне значення, при якому доцільне відключення одного із двох трансформаторів.

При n різнотипних трансформаторах для визначення програми їх відключення при зниженні навантаження проводять розрахунки втрат потужності в трансформаторах при різних значеннях навантаження для випадків роботи всіх трансформаторів і відключенні кожного з них по черзі. Для кожного значення навантаження вибирають варіант із меншими втратами[1].

4.1.7 Вирівнювання навантаження фаз мережі

Характерна риса режимів електричних мереж до 1000 В - нерівномірне навантаженні фаз, що призводить до збільшення втрат потужності й енергії. До міських і сільських трифазних мереж напругою 0,38 кВ підключається велика кількість однофазних приймачів, що приєднують між однією з фаз і нульовим проводом. Їх підключення відбувається по можливості рівномірно між фазами, однак значення струмів I_A , I_B і I_C виявляються все-таки неоднаковими.

Нерівномірне навантаження фаз не тільки збільшує втрати електроенергії у фазах мережі в силу нерівності

$$I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 \geq 3I_{cp}^2 \quad (4.8)$$

але й створює додаткові втрати за рахунок проходження току по нульовому проводу.

Ступінь нерівномірності навантаження фаз оцінюється коефіцієнтом нерівномірності. Зі збільшенням коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз втрати потужності ростуть (рисунок 4.1) Зменшуючи цей коефіцієнт, ми знижуємо втрати потужності й енергії в асиметрично навантажених мережах.

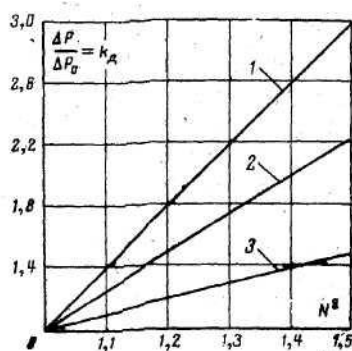


Рисунок 4.1 - Залежність втрат потужності в електричних мережах до 1000 В від коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз ліній.

1 – чотирьохпровідної з нейтральним проведнням й $R_{nm} = 2R_\phi$; 2 – чотирьохпровідної з нейтральним проводом й $R_{nm} = R_\phi$; 3 – трьохпровідної без нейтрального проводу.

Нижче показаний спосіб оцінки нерівномірності навантаження фаз мережі, що дозволяє однозначно визначати залежність втрат функції коефіцієнта нерівномірності. Квадрат коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз i -ї ділянки мережі

$$N_i^2 = \frac{1}{3} \left[\left(\frac{I_{Ai}}{I_{cpi}} \right)^2 + \left(\frac{I_{Bi}}{I_{cpi}} \right)^2 + \left(\frac{I_{Ci}}{I_{cpi}} \right)^2 \right] \quad (4.9)$$

де I_{Ai} , I_{Bi} , I_{Ci} — фазні струми головної ділянки i -й розподільної лінії, а I_{cp} —

їхнє середнє значення. Збільшення втрат потужності у функції коефіцієнта нерівномірності оцінюється коефіцієнтом додаткових втрат k_ϕ ; для двохпровідної лінії $k_\phi=1$; для трьохпровідної $k_\phi=N^2$, а для чотирьохпровідної визначається по формулі

$$k = N_i^2 \cdot \left(1 + 1.5 \frac{R_{nmi}}{R_{\phi i}} \right) - 1.5 \frac{R_{nmi}}{R_{\phi i}} \quad (4.10)$$

R_{nmi} , $R_{\phi i}$ - опір нейтрального й фазного проведень i -й галузі.

Втрати потужності в галузі прямо пропорційні коефіцієнту додаткових втрат

$$\Delta P_i = k_{ui} \cdot k_{\phi i} \cdot I_{cpi}^2 \cdot R_i \quad (4.11)$$

де k_{ui} — число фазних проводів i -й галузі; R_i — опір фази[11].

При цьому розрізняють імовірнісну несиметрію, що має перемежований характер з більшим завантаженням те однієї, те іншої фази, і систематичну несиметрію, при якій неоднакові середні значення навантажень. Перший вид несиметрії може бути устранив лише спеціальними пристроями з тиристорним керуванням, що перемикають частина навантажень із перевантаженої на недовантажену фазу. Систематична несиметрія може бути знижена шляхом періодичного (1-2 рази в рік) перерозподілу навантажень між фазами.

Зиеншення втрат електроенергії за рахунок проведення цього заходу в конкретній мережі 0,38 кВ визначають за формулою

$$\delta W = 0.7 \frac{W}{100} k_{\tau 1} (k_{nep1} \cdot \Delta U_{\max 1} - k_{nep2} \cdot \Delta U_{\max 2}) \quad (4.12)$$

де k_{nep1} й k_{nep2} - коефіцієнти нерівномірності для первісного розподілу навантажень по фазах та їх розподілу після вирівнювання; $\Delta U_{\max 1}$ і $\Delta U_{\max 2}$ - втрати напруги в мережі, у відсотках, до вирівнювання навантаження й після нього; W — відпуск електроенергії в мережу[1].

Нерівномірне навантаження фаз не тільки збільшує втрати електроенергії у фазах мережі в силу нерівності

$$I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 \geq 3I_{cp}^2$$

а ще й створює додаткові втрати за рахунок проходження току нульовим провідником.

Коефіцієнт збільшення втрат при цьому визначається так:

$$\kappa_n = 3 \frac{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2}{(I_1 + I_2 + I_3)^2} \cdot \left(1 + 1,5 \frac{R_o}{R_\phi} \right) - 1,5 \frac{R_o}{R_\phi} \quad (4.13)$$

Для зниження втрат потужності й енергії в електричних мережах через нерівномірність їх навантаження необхідно систематично в процесі експлуатації здійснювати контроль асиметрії струмів і напруг і перерозподіляти навантаження по фазах, якщо струм у нейтральному проведенні головної ділянки чотирьохпровідної лінії перевищує 15-20 А. Вирівнювання навантаження фаз у трифазних мережах без нейтрального проводу також доцільно, хоча й менш ефективно.

Не слід прагнути до повної симетрії навантажень, тому що коефіцієнт нерівномірності навантаження фаз залежить від режиму роботи мережі. Заходи з симетрування навантаження розподільної мережі варто передбачати ще на стадії її проектування. Для цього в ТП 6-10/0,4 бажано передбачати установку трансформаторів з групою з'єднання обмоток трикутник-зигзаг, а несиметричне навантаження на стороні 0,4 кВ ТП рівномірно розподіляти між фазами[25].

4.1.8 Підвищення номінальної напруги мережі

Номінальна напруга - один з дієвих факторів підвищення пропускної здатності мережі й зниження втрат потужності і енергії. Перехід на більш високий ступінь напруги здійснюється, коли іншими заходами неможливо досягти бажаного ефекту.

Однак при цьому варто пам'ятати, що підвищення номінальної напруги - захід капіталомісткий. Основні труднощі при його здійсненні полягають в забезпеченні необхідного рівня ізоляції, що відповідає введеному ступеню напруги. При цьому доводиться провести реконструкцію всієї мережі, тому в такому явному виді перехід мережі на новий ступінь напруги відбувається досить рідко, виключенням є старі ділянки, що прийшли в непридатність. Підвищення номінальної напруги мережі здійснюється в основному по двох напрямках:

1) за рахунок зниження запасу ізоляції існуючих кабельних і повітряних ліній і реконструкції підвищувальних і понижуючих підстанцій,

2) за допомогою спорудження живильної мережі більш високої напруги у вигляді глибоких уведень у центри електроспоживання, розвантаження на цій основі існуючих ліній і переведення їх у розряд розподільних.

Доцільність переходу на новий ступінь напруги повинна підтверджуватися відповідними техніко-економічними розрахунками. Строк окупності додаткових капітальних витрат, необхідних для виконання цього заходу, не повинен перевищувати нормативного.

Основним методом для остаточного вибору номінальної напруги електричної мережі служить техніко-економічне порівняння ряду варіантів [25].

4.2 Шляхи зниження комерційної складової втрат

Як правило, найбільшу частину втрат (50-75 %) складають так називані комерційні втрати, під якими розуміється та електроенергія, що реально відпущена споживачам, але не виставлена до оплати внаслідок неправильної роботи систем обліку, їхньої чи відсутності явного зlodійства електроенергії. Не треба плутати цю складову втрат з несплаченими через відсутність засобів, коли відпущена електроенергія врахована і зараховується в борг абоненту.

При визначенні оптимальної стратегії зниження втрат електроенергії найбільш ефективним є зниження комерційних втрат, оскільки заходи щодо їх зниження в переважній більшості випадків є маловитратними, а ефект виходить доволі істотним.

Вирішення задачі зниження цієї складової втрат у повному обсязі носить комплексний і тривалий характер. Однак можна одразу виділити декілька очевидних заходів, що дозволяють різко знизити ці втрати в досить стиснутий термін (один-два роки). Їх повна окупність складає лише кілька місяців. До них відносяться наступні заходи:

- створення і впровадження в практику постійної експлуатації аналітичної розрахунково-інформаційної системи, що дозволяє здійснювати постійний моніторинг рівнів електроспоживання абонентів у часі і контроль їхніх платежів за спожиту

електроенергію, а також комплексний аналіз з метою виявлення найбільш ймовірних місць недообліку електроенергії;

- оснащення персоналу спеціалізованими приладами для експрес перевірки систем обліку електроенергії безпосередньо на об'єктах;

- здійснення ряду організаційних заходів у підрозділах енергозбуту, що забезпечують більш якісне виконання персоналом своїх функцій.

Слід зазначити, що відчутний ефект може бути отриманий тільки від одночасної спільної реалізації всіх зазначених вище заходів. Крім того, вони дозволять і надалі підтримувати величину втрат електроенергії на мінімально можливому рівні.

Аналітична розрахунково – інформаційна система

Представляє із себе спеціалізовану базу даних по всіх абонентах мережного підприємства, у якій міститься вся необхідна інформація як про самих абонентів (адреси, характеристики абонентів, установлені потужності, договори на постачання електроенергії і т.д.), так і про їхні режими електроспоживання і розрахунках за спожиту енергію. Містить у собі інформацію про всіх абонентів - промислових підприємствах, дрібномоторних споживачах, бюджетних абонентах і об'єктах ЖКГ, про побутових міських і сільських абонентів. Інформація про поточне електроспоживання заноситься як вручну зі звичайних джерел, так і безпосередньо від систем АСКОЕ, для абонентів, де вони встановлені. Передбачається робота в багатокористувальницькому режимі в локальній обчислювальній мережі і зістикована з технологічними базами даних по експлуатації електричних мереж.

Система повинна містити аналітичний блок моніторингу й аналізу режимів електроспоживання і платежів для всіх абонентів і мережі в цілому. Статистична обробка й аналіз проводяться як «по вертикалі» — шляхом зіставлення між собою різних однотипних споживачів по рівнях і графікам електроспоживання, так і «по горизонталі» - постійний аналіз динаміки зміни електроспоживання кожного абонента у часі.

Використання даної системи, крім упорядкування діяльності енергозбуту, підвищення його ефективності і зменшення трудомісткості роботи, дозволяє оперативно визначати місця найбільш ймовірної недоплати за електроенергію. Проведення в

зазначених місцях інструментальний контроль систем обліку, у випадку виявлення недоплати, дозволить контролювати, наскільки ефективні заходи були прийняті персоналом до даного абонента (тобто додатковий контроль за діяльністю самого персоналу енергозбуту), а також стежити за недопущенням недоплати з боку даного абонента надалі.

При цьому відпадає необхідність у проведенні «тотального» приладового контролю всіх систем обліку в мережі. З огляду на, що їх загальна кількість доволі велика, такий контроль вкрай неефективний. Використання даної системи дозволяє різко підвищити ефективність приладового контролю, оскільки він буде здійснюватися цілеспрямовано, з максимальною ефективністю.

Дана система дозволяє також точно визначити величину втрат по окремим складовим для різних типів абонентів, а також одержувати іншу необхідну інформацію про навантаження споживачів, втратах у мережі і т.д.

Слід зазначити, що розглянута система повинна бути складовою частиною більш загальної інтегрованої автоматизованої системи керування експлуатацією електричної мережі. Ця інтегрована система повинна забезпечувати внесення, збереження, відображення всієї необхідної інформації про параметри основного і допоміжного устаткування мережі, забезпечувати автоматизоване ведення всієї необхідної документації з її експлуатації, дозволяти відображати всі необхідні електричні схеми, плани всіх комунікацій на місцевості, проведення всього комплексу електротехнічних оптимізаційних розрахунків і т.д.

Прилади для експрес – перевірки обліку електроенергії на об'єктах

Одним з найбільш діючих засобів боротьби з комерційними втратами є широке використання переносних приладів для оперативного контролю правильності роботи систем обліку електроенергії на об'єктах, без їх попереднього відключення і демонтажу.

Як показує практика, основний недооблік відбувається, як правило, не через неправильну роботу самих лічильників електроенергії, а в результаті несправностей у використовуваних вимірювальних трансформаторах струму і сполучних проводів. Причому ці дефекти, як випадкові, так і навмисні, звичайно непомітні при

зовнішньому огляді (наприклад, обриви проводів при цілій зовнішній ізоляції, сховані «закоротки» і т.д.). У результаті, при візуальному контролі такої системи обліку, спостерігається нібито нормальне обертання лічильника, правильне приєднання до мережі, хоча насправді враховується на 10-60 % електроенергії менше, ніж протікає насправді.

Використання зразкових лічильників для рішення цієї проблеми малоефективно, тому що при цьому перевіряється тільки лічильник, а не вся система в цілому.

4.3 Проблеми та методи комп'ютеризації розрахунків за електроенергію та оцінки комерційних втрат у побутовому секторі

У якості основної і, по суті, єдиної форми розрахунків за електроенергію з абонентами побутового сектора (населення) у нашій країні традиційно використовується самообслуговування. Рівень сплати за електроенергію населенням коливається по окремих енергопостачальних підприємствах у широких межах: від 30 до 95 %, складаючи в середньому по країні порядку 65-70 %. Неоплачена, а значить - при системі самообслуговування - і неврахована частина спожитої енергії є однією з основних складових її комерційних втрат, поряд з іншими найважливішими складовими, такими як похибки приладів обліку і розкрадання енергії, що виявляються в найрізноманітніших формах.

В останнє десятиліття спостерігається стійкий ріст комерційних втрат електроенергії. Ця вкрай негативна сама по собі тенденція здобуває додаткову гостроту в міру переходу електроенергетики на ринкові принципи і підвищення тарифів. Відповідно, різко зростає й актуальність проблеми обліку електроенергії, розрахунків за її споживання.

Найважливішим напрямком зниження комерційних втрат є впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). У принципі, застосування АСКОЕ з повним охопленням автоматизованим обліком мереж і споживачів у конкретній енергопостачальній організації дозволяє майже цілком виключити таку складову комерційних втрат як похибки вимірів, істотно знизити розкрадання

електроенергії і, нарешті, зменшити неплатежі населення за рахунок переходу до технології виставляння рахунків (білінг).

Створення і впровадження АСКОЕ йде швидкими, усі зростаючими темпами, у роботі бере участь значне число спеціалізованих організацій, уже досягнуті помітні результати. При цьому, однак, необхідно підкреслити, що абсолютна більшість АСКОЕ впроваджується у великих споживачів, що одержують енергію на високих напругах і у великих обсягах. В міру переходу до низьких напруг і малих обсягів споживання інтенсивність і результативність робіт із впровадження АСКОЕ різко знижується. Воно і зрозуміло: кількість точок обліку, а значить каналів зв'язку і пристроїв збору і передачі даних багаторазово зростають, а обсяги споживання енергії так само багаторазово падають. Тому стосовно до дрібних споживачів, що працюють на напругах 6-10 і 0,4 кВ, впровадження АСКОЕ через низьку економічну ефективність відбувається в дуже обмежених масштабах.

Відповідно, і проблема неплатежів у побутовому секторі - важливого джерела комерційних втрат, як уже відзначалося вище, залишається актуальною. А після запровадження в дію 25 глави Податкового кодексу вона придбала новий аспект. Статтею 271 облікова політика по податку на прибуток жорстко визначена у формі «по відвантаженню». А це, у свою чергу, вимагає досить точної оцінки всього обсягу відпущеної побутовому сектору електроенергії, що складає з двох частин: оплаченої і неоплаченої енергії. Величина оплаченого споживання при технології самообслуговування і при різко ускладнилася системі розрахунків з населенням може бути з прийнятною точністю визначена тільки при повній комп'ютеризації цих розрахунків. Вона ж дозволяє, нехай і наближеними методами, оцінити і другу складову повного споживання - неоплачене споживання.

Програми, створювані професійними спеціалізованими організаціями, ще далекі від ідеалу. Їх розробка і удосконалювання напштовхуються на об'єктивні труднощі, гострота й обсяг яких неухильно зростають. І як головну проблему тут необхідно вказати на відсутність офіційних нормативних і методичних документів державного рівня, що ясно і всеосяжне регламентували б розрахунки за електроенергію.

Відсутність повноцінного нормативного забезпечення розрахунків за електроенергію висуває найважливішу вимогу до програмних засобів, що автоматизують ці розрахунки - гнучкість, універсальність, здатність до адаптації. Така якість програмних комплексів реалізується при наявності розвиненого регулювального блоку, що забезпечує їхню прив'язку на користувальницькому рівні до специфічних умов роботи конкретного енергопостачального підприємства. Користувач повинний мати можливість набувати в широких межах параметри як самих розрахункових процедур, так і формованих у процесі розрахунків платіжних документів.

Правовий вакуум у даний час значно гостріше виявляється в розрахунках з абонентами побутового сектора. Згадувані вище скасовані документи встановлювали найпростішу схему розрахунків, таких же незмінну протягом багатьох десятиліть, як і єдиний для всієї країни тариф для населення.

Тарифи.

Застосування в останні роки тарифів, диференційованих по обсягах споживання (ступеневих тарифів), в окремих випадках перетворює «зворотний розрахунок» у досить складну математичну задачу.

Пільги.

- надзвичайно зросла розмаїтність пільгових категорій, кількість яких вимірюється десятками.
- у зв'язку з ростом кількості пільг, а головне - у зв'язку з масовим характером деяких з них загальна кількість абонентів, що мають пільги по оплаті електроенергії, у ряді міст перевершує число абонентів, що не володіють ними.
- значна частина пільг має обмежений характер, діючи тільки в межах соціальних норм. Особливих труднощів тут викликає застосування часткових соціальних норм, що не мають фіксованих значень, а в залежності, що розраховуються в кожному конкретному випадку, від фактичного обсягу споживання електроенергії всією родиною. Для таких пільг задача зворотного розрахунку взагалі не має точного алгебраїчного рішення і вимагає застосування методів наближених обчислень.

- По-четверте,

Субсидії (компенсації).

Проведене в даний час у рамках реформи ЖЕК поступове скорочення перехресного субсидування і доведення тарифів на електроенергію для населення до рівня її собівартості спричиняє усе більш широке застосування субсидій (компенсацій) незаможним родинам. І якщо порядок надання субсидій у нормативних документах прописаний досить чітко, то схеми обліку субсидій, що надходять, у розрахунках за електроенергію практично не регламентовані.

При вирішенні питання оцінки обсягу неоплаченого споживання енергії в побутовому секторі, оцінка для цілей оподаткування прибутку повинна вироблятися щомісяця. При рішенні цієї задачі можливі три підходи, що розрізняються працевитратами, а головне - точністю оцінки, що досягається.

Метод контрольних показань. В всіх енергопостачальних підприємствах, що працюють з населенням, маються лінійні контролери, функцією яких є регулярне відвідування абонентів з метою виявлення розкрадань електроенергії, перевірки стану приладів обліку і зняття їхніх контрольних показань. По діючим нормативах на кожного контролера приходить 5-7 тисяч абонентів побутового сектора.

Справа в тім, що контролери, на відміну від АСКОВЕ, не можуть одночасно знімати показання всіх лічильників за станом на 0 годин 1-го числа кожного місяця, що, строго говорячи, потрібно для точної оцінки споживання енергії.

Метод середньодобового споживання. Метод характеризується істотно меншими працевитратами, оскільки, на відміну від попереднього, не вимагає щомісячних контрольних обходів. Відповідно, він застосовний на всіх енергопостачальних підприємствах, у тому числі на ті, де міжобхідний інтервал досягає року і навіть більш. Суть методу гранично проста. Спочатку по кожному абоненті розраховується середньодобове споживання як відношення різниці двох останніх контрольних показань до тривалості в днях інтервалу між відповідними обходами. Далі споживання даним абонентом за аналізований місяць розраховується як добуток його середньодобового споживання на число днів у цьому місяці.

При великих інтервалах між контрольними обходами для визначення середньодобового споживання абонента можна використовувати не контрольні, а так

називані «розрахункові» показання. Останні використовуються в комп'ютерних програмах по розрахунках з абонентами побутового сектора в якості основної збереженої величини, і визначаються в процесі «зворотного» перерахування оплати, що надійшла, у споживання. Нарешті, для підрахунку середньодобового споживання можна спільно використовувати контрольні і розрахункові показання.

Метод у чистому виді є розрахунковим, і тому слабо зв'язаний з обсягом споживання конкретного місяця, на який помітний вплив можуть зробити якісь нетипові обставини, наприклад, нехарактерне для даного місяця похолодання. По-друге, метод слабо враховує відомі сезонні коливання споживання енергії в побутовому секторі. Ця причина впливає на величину похибки тим сильніше, чим більше тривалість інтервалу між обходами.

Метод коефіцієнта оплати. Вимагає найменших працевитрат, оскільки взагалі не використовує контрольних показань, а базується тільки на даних, що накопичуються в процесі комп'ютерної обробки платіжних повідомлень, що надходять з пунктів прийому платежів від населення. Іншими словами, тут неоплачена частина спожитої енергії розраховується як функція від оплаченої. По закінченні місяця визначається коефіцієнт оплати, дорівнює відношенню числа абонентів, що зробили оплату в даному місяці, до загального числа абонентів. Далі за результатами обробки повідомлень за місяць визначається обсяг оплаченого споживання електроенергії. Нарешті, розраховується повне споживання енергії абонентами побутового сектора за місяць, рівне відношенню оплаченого споживання до коефіцієнта оплати. Похибки методу прямо зв'язані з його простотою: використовуються не реальні, а отримані перерахунком оплати, що надійшли, обсяги споживання енергії. Крім того, метод має і систематичну помилку, оскільки частка абонентів, що сплатили, від їх загальної кількості завжди менше частки оплати, що надійшла, від повної вартості спожитої енергії. Це зв'язано з тим, що серед абонентів, що сплатили, завжди деяка частина оплачує енергію більш ніж за один місяць. Вплив цієї похибки тим помітніше, чим нижче середній рівень сплати електроенергії населенням у даному місті.

Для усунення зазначеної похибки необхідно використовувати поправочні коефіцієнти, що можуть бути знайдені тільки експериментально, шляхом додаткового аналізу платежів, що надійшли[43].

Висновки до розділу

Розроблено заходи та методи щодо зменшення втрат потужностей й електричної енергії. Основною метою є доведення фактичного значення технічних втрат до їх оптимального для даних мереж рівня. Доцільність конкретного технічного заходу повинна обґрунтовуватися відповідним техніко-економічним розрахунком.

Серед основних організаційних заходів можна виділити наступні:

1. Оптимізація режимів роботи трансформаторів на двох і більше трансформаторних підстанціях.
2. Економічний розподіл потоків потужностей у неоднорідних замкнутих мережах.
3. Оптимізація рівня робочої напруги в електричних мережах.
4. Стимулювання споживачів електроенергії до вирівнювання графіків навантаження.
5. Підвищення рівня експлуатації мережі.
6. Удосконалювання системи керування рівнем втрат енергії в електричних мережах.

До основних технічних заходів відносяться наступні:

1. Заміна проводів на перевантажених лініях.
2. Заміна перевантажених, установка і введення в експлуатацію додаткових силових трансформаторів на діючих підстанціях.
3. Заміна недовантажених силових трансформаторів.
4. Підвищення номінальної напруги мережі. [25].
5. Оптимізація розвитку й побудови мережі.

5 СТАРТАП ПРОЕКТ

Кінцевим завданням аналізу втрат є виявлення конкретних елементів з підвищеними технічними втратами й конкретних місць недообліку електроенергії. Вирішити це завдання за допомогою поелементного перебору мереж всіх напруг можна лише при наявності банку даних про їхні схеми й обновлюваної телеінформації про їхні навантаження. До впровадження в повному обсязі АСДУ мережами всіх напруг доводиться враховувати обмеження та обсяг витрат праці на проведення аналізу втрат й організовувати його таким чином, щоб при найменших працевтратах виявити місця з найбільш високими втратами.

Однією з першочергових завдань аналізу є поділ звітних втрат на технічну й комерційну складові. Такий поділ можливо тільки при проведенні розрахунків всіх перерахованих складових технічних втрат й оцінці інтервалів їхніх можливих значень, що враховують неточності вихідної інформації й методів розрахунку.

Другим завданням аналізу є максимально можлива територіальна локалізація обох складових втрат. Якщо локалізація технічних втрат може бути тією чи іншою мірою здійснена розрахунковими методами, то локалізація комерційних втрат практично повністю визначається наявністю й місцями установки засобів технічного й розрахункового обліку електроенергії. З погляду вдосконалювання організації робіт і розподілу відповідальності за втрати першочерговими місцями установки засобів обліку електроенергії є границі підприємств і районів електричних мереж. Установка засобів обліку, що дозволяють визначити кількість електроенергії, переданої в мережу конкретного підрозділу, буде малоефективним, якщо чітко не визначений перелік абонентів (споживачів), що одержують електроенергію від даного підрозділу.

Аналіз втрат електроенергії припускає порівняння фактичної динаміки зміни різних показників із закономірною динамікою. Наприклад, ріст числа побутових електроприладів закономірний, тому відсутність росту середньої сплати за електроенергію на одного побутового абонента говорить про наявність розкрадань і слабку роботу інспекторів енергонагляду.

Закономірним є й зниження навантажувальних втрат електроенергії при зниженні навантаження. Відомо, що навантажувальні втрати на одному опорі пропорційні квадрату навантаження. У складній мережі з неоднаковими змінами навантаження по елементах квадратична залежність може порушуватися, однак занадто суттєва відмінність говорить про недосконалість обліку електроенергії.

В енергосистемі потрібно впровадити програми схемотехнічних розрахунків й аналізів втрат. При розробці плану впровадження таких програм варто віддавати перевагу програмам, що забезпечують найбільш глибокий аналіз із виявленням конкретних елементів з підвищеними втратами на базі реальної інформаційної забезпеченості розрахунків і реальних працевитрат. Варто також мати на увазі, що основним фактором, що обумовлює ефективність робіт, є широта охоплення підрозділів. Детальний заелементний аналіз втрат, зроблений для мереж одного з енергопостачальних підприємств, приведе до набагато меншого ефекту, чим менш детальний аналіз, але проведеним для мереж всіх напруг енергосистеми. Тому паралельно зі створенням банку даних про мережі всіх напруг необхідно вирішувати завдання впровадження таких програм розрахунку й аналізу втрат, які в мінімальний термін дозволили б охопити розрахунками мережі всіх напруг силами наявного персоналу.

Особливо великі працевитрати потрібні для поелементного аналізу втрат у мережах 6-20 кВ, що зумовлено більшою їх кількістю й слабкою інформаційною забезпеченістю розрахунків. Тут важливим є алгоритм аналізу. Більшість методів розрахунку втрат у мережах цього класу напруги засновано на даних лише про сумарне навантаження мережі. Схема мережі задається своїми узагальненими характеристиками. Однак і ці дані дозволяють локалізувати значну частину місць із підвищеними втратами (осередків втрат). Основною формою аналізу є складання балансів електроенергії по кожній підстанції, електростанції, району, підприємству електричних мереж й енергосистемі в цілому.

Система телеметрії з передачею інформації на центральний пункт диспетчера з використанням комп'ютерної техніки дозволяє вирішити проблеми, зв'язані з

вимірами параметрів режиму мережі; керування комутаційними апаратами і сигналізацією стану окремих елементів мережного господарства. Зараз випускаються інтелектуальні електролічильники активної і реактивної енергії. Вони дозволяють експлуатаційному персоналові одержати повну інформацію з усіма параметрам роботи силового трансформатора за минулі періоди часу. Установка таких лічильників на стороні 0,6 кВ силових трансформаторів дозволить враховувати активну і реактивну енергію, що дасть можливість скласти об'єктивний енергобаланс мережного підприємства, тому що обсяг електроенергії, відпущеної споживачам на напрузі 0,6 кВ, відомий. Простіше буде розділити небаланс електроенергії в мережах 0,6 кВ на технічну і комерційну складові.

Таким чином, при правильно розташованих електронних лічильниках і відповідному програмному забезпеченні можна одержати повний баланс енергії й потужності по будь-якому вузлі енергообліку, у тому числі врахувати втрати в цілому без їхнього розподілу по абонентах з рівними пріоритетами. При цьому залишається одна невирішена проблема - розподіл цих втрат між споживачами на основі деякого алгоритму, що задовольняє як абонентів, так і субабонентів. визначаються безпосередньо в процесі електроспоживання. Аналогічним (як і для трансформатора) способом розподіляються й втрати в лініях для випадку, коли споживачі мають однакові пріоритети. Якщо ці пріоритети різні, логіка розрахунків може бути різної, тому що вона визначається договором між абонентом і субабонентом.

Як приклад можна запропонувати систему, що базується на розрахунковому комплексі РТП.

Комплекс РТП складається з декількох програмних модулів і підсистем, установлених на різних рівнях керування енергосистеми - районах і підприємствах електромереж (РЕМ, ПЕМ), у генеральній дирекції.

Комплекс РТП дозволяє розраховувати сумарне значення й структуру втрат електроенергії по системі в цілому, простежувати динаміку втрат по місяцях року,

зіставити втрати електроенергії в різних елементах мережі по щаблях напруги, структурним підрозділам.

Результати розрахунків технічних втрат електроенергії можуть бути використані для:

- розрахунку нормативів втрат;
- аналізу структури й причин росту втрат;
- обліку втрат у розрахунках припустимих і фактичних небалансів електроенергії в електричних мережах РЕМ, ПЕМ й енергосистемі в цілому, локалізації небалансів і вживання заходів по їхньому зниженню;
- оцінки комерційних втрат електроенергії в енергосистемі й ПЕМ і визначення ефективності заходів щодо зниження втрат.

Розрахунки проводяться відповідно до "Методики нормування втрат електроенергії". Методика максимально враховує наявну в РЕМ, ПЕМ й енергосистемі схемну й режимну інформацію й ґрунтується на методах розрахунку, регламентованих галузевими й федеративними нормативно - технічними документами. Комплекс РТП адаптований до умов експлуатації електричних мереж енергосистеми й забезпечує прозорі взаємини філій електричних мереж і генеральної дирекції за розрахунками нормативів втрат. Генеральна дирекція та персонал електромережних підприємств мають рівні можливості по контролі вихідної інформації й результатів розрахунку втрат по всім необхідним структурним складовим втрат.

Розрахунки проводяться з місячною періодичністю нормування втрат електроенергії. У розімкнутих електричних мережах, силових трансформаторах, синхронних компенсаторах і струмообмежуючих реакторах розрахунки змінних втрат потужності виконуються для навантажень зимового максимуму з їхнім перерахуванням у річні змінні втрати електроенергії в часі найбільших втрат.

Річні змінні втрати розподіляються по місяцях пропорційно квадратам приросту відомої відпустки електроенергії в мережу. В енергосистемі створена база даних по схемних і режимних параметрах і результатам розрахунків втрат по всіх

розподільних лініях. Виключення становлять вимірювальні трансформатори струму, напруги й лічильники, для яких задається їхнє число, а втрати визначаються за питомими показниками на одиницю встаткування.

Програмні модулі РТП 2 (РТП 2.1 й РТП 2.2) установлені в підприємствах електричних мереж (ПЕМ), РТП ІЗ (РТП 3.1 й РТП 3.2) - у районах (РЗС) й підприємствах електричних мереж. Інтегрований програмний модуль РТП 1 (РТП 1.1, РТП 1.2 й РТП 1.3), що об'єднує усе результати розрахунків технічних втрат у цілому по енергосистемі, установлений у планово-економічному відділі (ПЕВ) та Енергозбутової організації, які розраховують загальну структуру втрат, контролюють роботу з нормування втрат по мережних підприємствах й енергосистемі в цілому.

Обмін даними між програмними модулями здійснюється по локальній мережі генеральної дирекції та по корпоративній мережі. Більша частина підготовки даних й розрахунків виробляється на рівні підприємств електричних мереж, де встановлені модулі РТП 2. Програмні модулі РТП 2 підсумують по ПЕВ у цілому змінні втрати електроенергії по електричних мережах 0,38- 10 кВ РЕМ.. Функціональна схема РТП 2 зображена на рисунку 5.1.

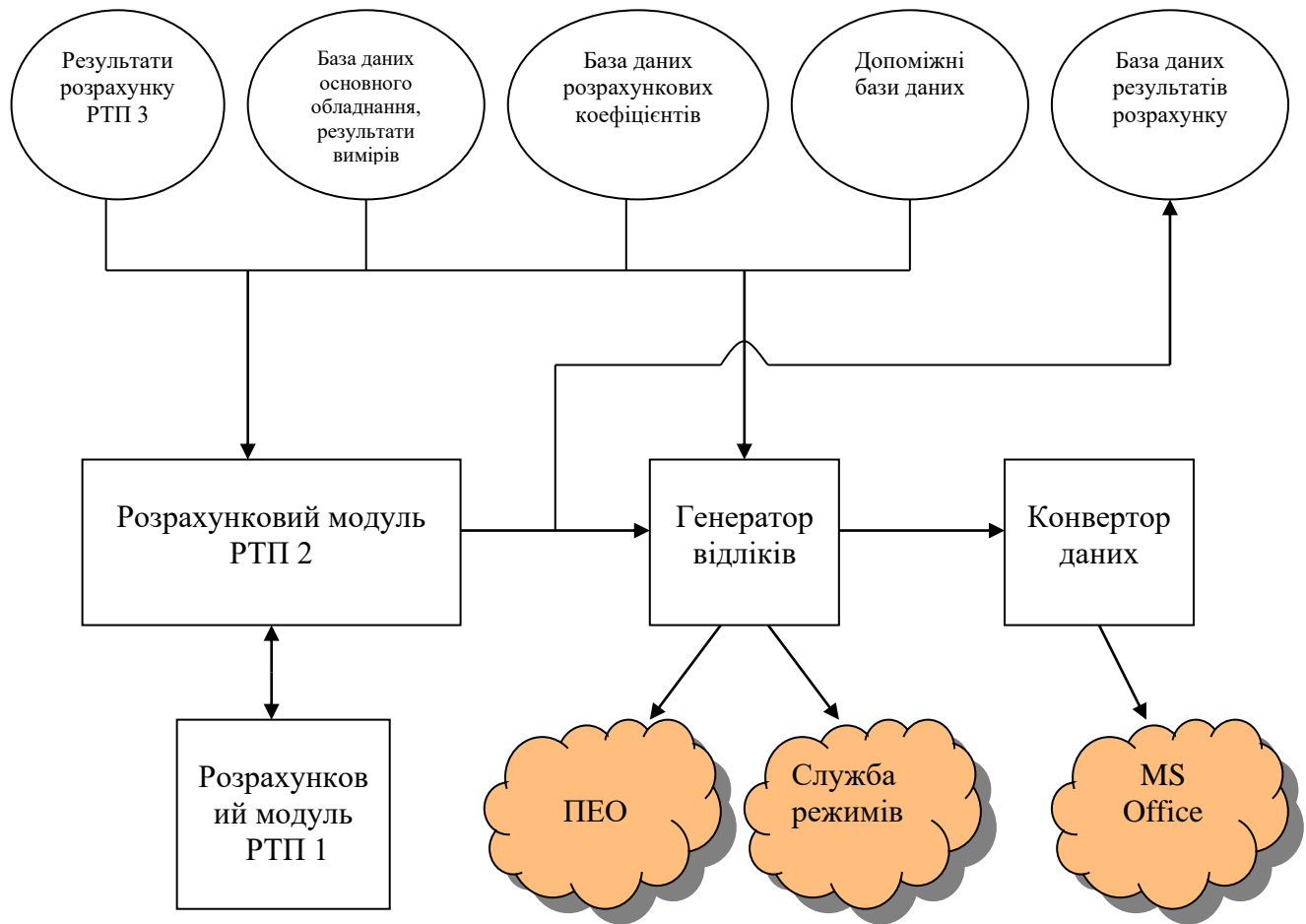


Рисунок 5.1 - Функціональна схема РТП

ВИСНОВКИ

1. В умовах ринкових відносин (акціонування енергетики) і сформованої складної системи енергопостачання зі споживачами - перепродавцями енергії оперативний дистанційний електронний електрооблік не має альтернативи.

2. Системи обліку повинні вдосконалюватися для рішення нових завдань, зокрема, для розрахунку втрат потужності й енергії в автоматичному режимі. Це дозволить забезпечувати об'єктивний розподіл плати за споживання як абонентами, так і субабонентами і буде сприяти погодженому керуванню енергоспоживанням, з огляду на такий його аспект, як диференційовані по зонах часу тарифи.

3. Активне впровадження сучасних АСКУЕ в комплексі з АСДУ підвищує інформаційну надмірність обліку електроенергії й дозволяє

- знизити інформаційну й методичну похибку розрахунку технічних втрат електроенергії за рахунок використання методів теорії оцінювання стану при розрахунку енергорозподілу;

- зменшити вплив вимірів електроенергії із грубими помилками й згладити нормативні помилки вимірів;

4. Розрахунок і нормування втрат електроенергії в електричних мережах енергосистеми на сучасному етапі повинні здійснюватися з максимальним використанням наявної в енергосистемі інформації й базуватися на основі детальних розрахунків технічних втрат з розбивкою по устаткуванню, ступеням напруги підприємств електромереж. Інтегрована багаторівнева система розрахунків забезпечує доступність, прозорість і контрольованість вихідних даних і результатів розрахунків нормативів втрат як для підрозділів енергосистеми, так і для контролюючих органів: регіональних енергетичних комісій, територіальних управлінь Держенергонагляду, податкових інспекцій. Основним напрямком розвитку програмного забезпечення розрахунків технічних втрат електроенергії є створення автоматизованої системи розрахунку й аналізу втрат і балансів по електричних мережах, виділеним ділянкам, щаблям напруги, структурним підрозділам, окремим

вузлам. Основне призначення системи - одержання достовірних значень не тільки технічних, але й комерційних втрат електроенергії.

5. Втрати електроенергії повинні розраховуватись за рік у цілому з розбивкою по місяцях на основі методів, рекомендованих галузевими нормативними документами.

Основні напрямки вдосконалення систем розрахунків втрат:

1. Удосконалення методів розрахунку деяких структурних складових втрат, у першу чергу, в мережах НН . Модернізація програм для зручної підготовки баз даних про устаткування й вимірів на рівні ПЗС із можливістю архівації багаторічних даних режимних параметрів, складу й станів устаткування. Переклад всіх програм комплексу на клієнт-серверні бази даних з можливістю уведення й корекції інформації із клієнтських місць, установлених на об'єктах (підстанції, РЕМ). Розробка гнучкої системи генерації звітних форм із можливістю висновку звітних табличних і графічних форм у формати "MS OFFICE".

2. Перехід до наступного етапу розрахунку й аналізу втрат електроенергії - розробки й впровадження заходів зі зменшення втрат, як складових балансу електроенергії в електричних мережах. Для вибору й впровадження заходів зі зниження втрат необхідний аналіз результатів розрахунків технічних втрат, та їхнє зіставлення з фактичними (звітними) втратами - визначення фактичних небалансів електроенергії в електричній мережі (комерційних втрат), порівняння цих небалансів із припустимими небалансами по мережі в цілому, по окремих ділянках і вузлах.

За запропонованою методологією здійснено аналіз втрат електричної енергії в мережах гірничого підприємства.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Ю. С. Железко. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176с.
2. ДСТУ 6097:2009 Метрологія. Трансформатори струму. Методика повірки (ГОСТ 8.217-2003, MOD) – К. : ДП «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» (ДП «УкрНДНЦ»)
3. Про Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання [Електронний ресурс] / МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ. – 2013. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0399732-13#Text>.
4. В.Є. Шестеренко «Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств». Підручник.-Вінниця:Нова Книга,2004.-656с.
5. «Категорійність електроприймачів та надійність електропостачання». Кіровоградобоенерго веб-сайт. URL: <http://kiroe.com.ua/?q=node/157> (дата звернення: 15.10.2020).
6. Правила улаштування електроустановок: вид. 3-є, перероб. і доп. – Офіц. вид. – К. : Мінпаливенерго України, 2010. – 736 с.
7. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення ДБН В. 2.5-23-2010. Державний комітет України з будівництва та архітектури.
8. ГОСТ 13109-97. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Затверджено наказом від 21.11.1997.
9. О метрологическом обеспечении и необходимости проверки измерительных трансформаторов. Информационные материалы международного научно-технического семинара «Современные методы и средства расчета, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях» / Н.А. Боярин, В.В. Киселев, В.Н. Никифорова, В.С. Штиллерман., - М.: НЦ ЭНАС, 20-24.11.2002.

10. И.С. Бохмат, В.Э. Воротницкий, Е.П. Татарinov. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах. - Электрические станции, 1998, №9 - с.53-59.
11. ДСТУ EN 61869-3:2017 Трансформатори вимірювальні. Частина 3. Додаткові вимоги до індуктивних трансформаторів напруги (EN 61869-3:2011, IDT; IEC 61869-3:2011, IDT) – К. : Технічний комітет стандартизації «Засоби вимірювання електричних і магнітних величин» (ТК 90)
12. В.Э. Воротницкий Измерение, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Проблемы и пути решения. Информационные материалы международного научно-технического семинара «Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях». - М.: НЦ ЭНАС, 18 - 22.11.2002.
13. В.Э. Воротницкий, Я.Т. Загорский, М.А. Калинкина, Е.В. Комкова, В.Н. Апрыткин. Энергоаудит, как эффективный способ анализа технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях. Информационные материалы международного научно-технического семинара «Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях», М.:НЦ ЭНАС, 18 - 22.11.2002.
14. В.Э. Воротницкий. Структура и снижение коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях. Информационные материалы международного научно-технического семинара «Современные методы и средства расчета, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях», М.:НЦ ЭНАС, 20-24.11.2002.
15. В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина, С.В. Заслонов, В.Н. Апрыткин. Опыт применения и перспективы развития комплекса программ РТП 3 для расчета небалансов и количества неучтенной электроэнергии в электрических сетях 0,38-10 кВ. Информационные материалы международного научно-технического семинара «Современные методы и средства расчета, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях», М.:НЦ ЭНАС, 20-24.11.2002.
16. Ю. С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. Расчет и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. Информационные материалы международного научно-технического семинара «Современные методы и средства расчета, нормирования и

снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях», М.:НЦ ЭНАС, 20-24.11.2002.

17. Ю. С. Железко. Методы расчета технических потерь в электрических сетях 380/220 В. - Электрические станции, 2002, №1.

18. Ю. С. Железко. Оценка потерь электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями измерений. - Электрические станции, 2001, №8.

19. Ю. С. Железко. Систематические и случайные погрешности методов расчета нагрузочных потерь электроэнергии. - Электрические станции, 2001, №12.

20. Ю. С. Железко. Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программное обеспечение расчетов. - Электрические станции, 2001, №9.

21. Ю. С. Железко, Определение интегрированных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в распределительных сетях. - Электрические станции, 2001, №10.

22. Забелло Е.П., Евсеев А.Н. Распределение потерь электроэнергии в общих элементах электрической сети между различными потребителями. – Промышленная энергетика, 2002, №7.

23. Г.Н. Катренко, АЛ. Потребич Опыт расчетов, нормирования потерь энергии и выбора мероприятий по их снижению в электрических сетях Украины в рыночных условиях. Информационные материалы международного научно-технического семинара «Современные методы и средства расчета, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях», М.:НЦ ЭНАС, 20-24.11.2002.

24. Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий.- М.:Высш.шк.,1986. -400 с.

25. Ю.М. Комлев, В.К. Яблонский, С.А. Ждановских, СЛ. Арефьев. Анализ балансов электроэнергии, как основной инструмент по выявлению источников коммерческих потерь в электрических сетях 0,4 кВ. Информационные материалы международного научно-технического семинара «Современные методы и средства расчета, нормирования и

снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях», М.:НЦ ЭНАС, 20-24.11.2002.

26. Кузьмин В.В., Чугунов А.Т.. Многоуровневый интеграционный комплекс программ РТП для расчетов и нормирования потерь электроэнергии в сетях Мосэнерго. - Электрические станции, 2004, №6.

27. Методичні вказівки для студентів інституту енергозбереження та енергоменеджменту спеціальності 7.090603 «Електротехнічні системи електроспоживання» :К. :НТУУ «КПІ», 2008 – 83 с.

28. П.Д. Нагорный. Актуальность поверки измерительных трансформаторов тока и напряжения, задействованных в коммерческом учете электрической энергии. Информационные материалы международного научно-технического семинара «Современные методы и средства расчета, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях», М.:НЦ ЭНАС, 20-24.11.2002.

29. Овчинников А.А. Потери электроэнергии в распределительных сетях 0.4 – 6(10) кВ. http://www.news.elteh.ru/arh/2003/18_19/08.php

30. В.Г. Пекелис, Б.В. Пекелис. Управление уровнем потерь энергии в электрических сетях в современных рыночных условиях. Информационные материалы международного научно-технического семинара «Современные методы и средства расчета, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях», М.:НЦ ЭНАС, 20-24.11.2002.

31. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Проектирование электрических сетей и систем. – Мн. "Высшая школа", 1978.-304с.

32. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. –М.: Энергоатомиздат,1981.-216. с.

33. Г.Е. Потребич. О нормировании потерь электроэнергии в электрических сетях промышленных предприятий. Ю. С. - Электрические станции, 2001, №10.

34. Г.Е. Потребич. Эффективность выбора мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. - Электрические станции, 2000, №4.

35. Г.Е. Потребич. О планировании потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. Ю. С. - Электрические станции, 1998, №2.
36. Г.Е. Потребич, Н.М. Сыч. Потери мощности и электроэнергии в электрических сетях. –М.: Энергоатомиздат, 1981.-216с.
37. Р.Ф. Раскулов, А.С. Смирнов .Недоучет электроэнергии, вызванный погрешностями трансформаторов тока классов напряжения 0,66-10 кВ. Информационные материалы международного научно-технического семинара «Современные методы и средства расчета, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях», М.:НЦ ЭНАС, 20-24.11.2002.
38. Старцев А.П. Об анализе потерь электроэнергии. - Электрические станции, 2002, №12.
39. А. Х. Хамидов, Н.Г. Ганигоджаев. Потери электроэнергии в низковольтных сетях. -Т.:Узбекистан, 1984.-159с.
40. Шепилов О.Н. Современное состояние программных средств расчета и анализа режимов энергосистем. Информационные материалы международного научно-технического семинара «Современные методы и средства расчета, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях», М.:НЦ ЭНАС, 20-24.11.2002.
41. Ю.В. Щербина, Н.Д.Бойко, А.Н. Бутенко. Снижение технологического расхода электроэнергии в электрических сетях. -К.: Техніка, 1981. 104 с.
42. А.И. Фаенсон Проблемы и методы компьютеризации расчетов за электроэнергию и оценки коммерческих потерь в бытовом секторе. Информационные материалы международного научно-технического семинара «Современные методы и средства расчета, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях», М.:НЦ ЭНАС, 20-24.11.2002.
43. Ю.А. Фокин. Вероятностно – статистические методы в расчетах систем электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 240 с.

Додаток А

Таблиця А.1 Складові втрат електроенергії

Елементи мережі	Відносні втрати електричної енергії до кількості електроенергії, що надійшла з мережі, у %		
	Міські мережі напругою		Сільські мережі напругою
	6 кВ	10 кВ	10 кВ
Живильні лінії (ЖЛ)	2,5	2,0	2,0
Розподільні лінії (РЛ)	2,0	1,7	1,7
Силові трансформатори: постійні (у сталі) холостого ходу	1,0	1,0	3,5
Змінні (короткого замикання)	2,0	2,0	1,0
Мережі напругою до 10 кВ	2,2	2,4	2,25
Разом:	9,7%	9,1%	10,45%

Додаток Б

Б.1 Відомості про об'єкт електроспоживання

Гірниче підприємство розташоване в районі, електропостачання якого здійснюється напругою 6 кВ від головної поверхневої підстанції шахти 35/6 кВА .

Існуючою схемою електропостачання живлення головної понижуючої підстанції шахти передбачено по двох лініях:

- від підстанції по двом кабельним лініям СБ 3*150 довжиною 2,5 км.

Від цих ліній отримують енергію два понижуючі трансформатори Т-1, Т-2 потужністю по 6300 кВА і від цих трансформаторів живиться підземна система електропостачання.

Інформація про витрати електричної енергії підземного господарства за 2017 рік представлені у Додатку Б.

Схема електропостачання підприємства представлена на рисунку Б.1

На схемі представлено 18 підземних трансформаторних підстанцій, технічні данні підземних ТП надані у таблиці Б.1. До складу споживачів входять високовольтні асинхронні двигуни системи головного водовідливу. В камері головного водовідливу на горизонті 518 м знаходиться 3 асинхронних двигуни потужністю 800 кВт кожний, два з яких працюють по чергово по 12 годин на добу, третій двигун знаходиться у резерві. В камері головного водовідливу на горизонті 820 м також знаходиться 3 асинхронних двигуни потужністю 400 кВт кожний, два з них також працюють по чергово по 12 годин на добу і третій двигун знаходиться у резерві.

На рисунку Б.2 представлено схему заміщення розподільної мережі 6 кВ, а у таблиці Б.2 – наведені значення питомих активних та реактивних опорів кабелів стандартних перерізів, отримані з довідників.

За результатами розрахунків в таблиці Б.3 приведені значення опорів ліній мережі 6 кВ, а в таблиці Б.4 – опорів схеми заміщення трансформаторів ТП

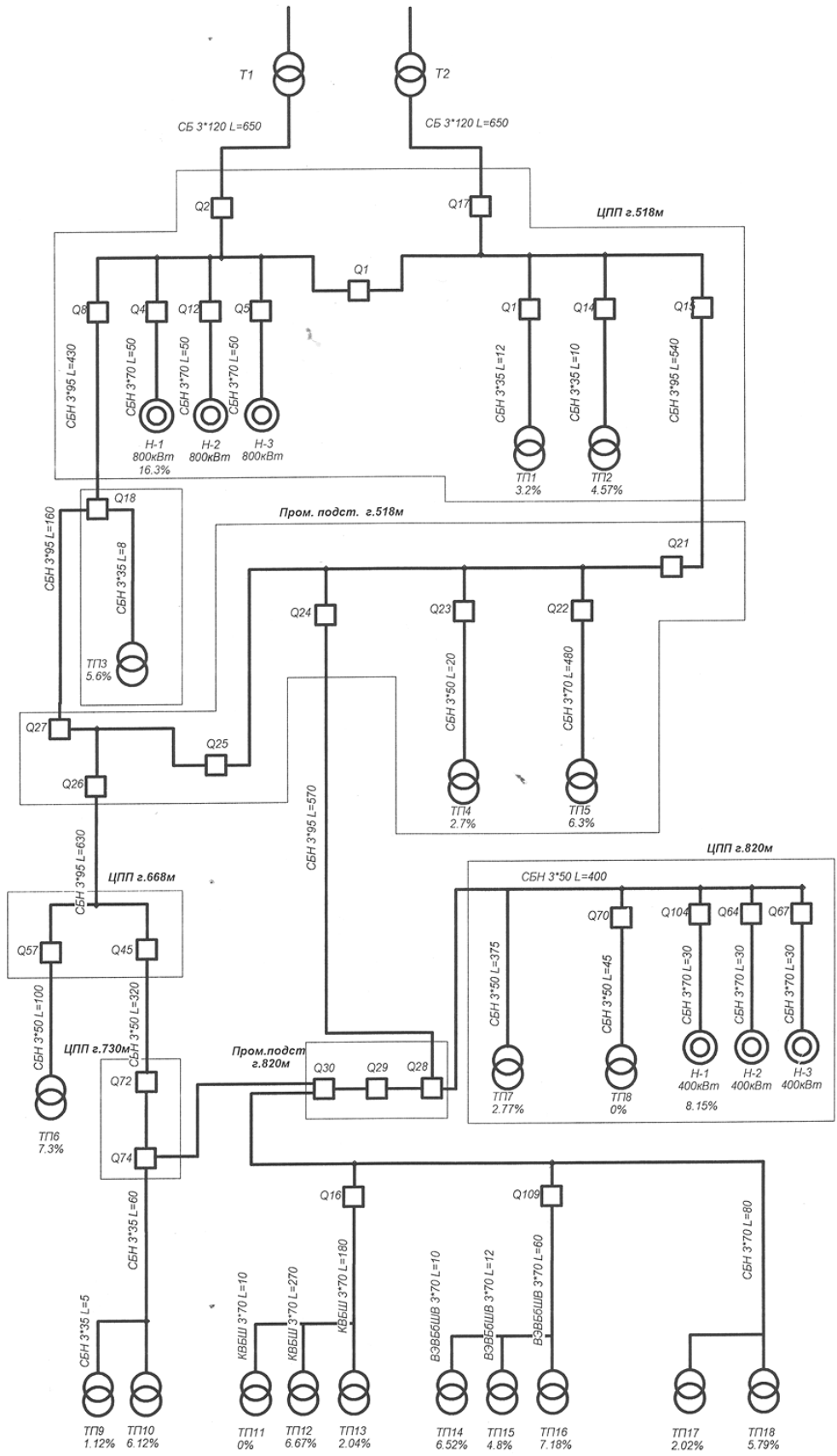


Рисунок Б.1- Схема електропостачання об'єкту

Таблиця Б.1 – Технічні характеристики трансформаторів ТП

№ ТП	Тип ТП	$S_{\text{ТН}}, \text{кВ А}$	$U_{\text{Н2}}, \text{В}$	$U_{\text{К}}, \%$	$I_{\text{ХХ}}, \%$	$P_{\text{КЗ}}, \text{ВТ}$	$P_{\text{ХХ}}, \text{ВТ}$	$R_{\text{Т}}, \text{Ом}$	$X_{\text{Т}}, \text{Ом}$
ТП3	ТКШВП-160/6	160	690	3,3	2,5	1560	860	0,0290	0,0982
ТП1	ТСВП-160/0,4	160	400	3,3	2,6	1580	860	0,01	0,033
ТП2,18	ТКШВП-180/0,4	180	400	3,3	2,2	2050	1040	0,01	0,029
ТП4,10	ТКШВП-320/6	320	690	3,3	1,9	2950	1420	0,0137	0,0491
ТП5	ТСВП-630/6	630	690	3,5	1,3	4350	2050	0,0052	0,0265
ТП6	ТСШВП-320/6	320	690	3,3	1,9	2950	1420	0,01372	0,0491
ТП7,8,9,13,16,17	ТСВП-400/6	400	690	3,5	1,5	3050	1640	0,009	0,0417
ТП11,12,15	КТПВ-630/6	630	690	3,5	1,1	4700	2060	0,00564	0,00564
ТП14	КТПВ-630/1,2	630	1200	3,5	1,1	4700	2060	0,0171	0,08
ТП19	ТСШВП-100/6	100	690	3,3	2,5	960	680	0,0451	0,157

Таблиця Б.2 – Значення активного та реактивного опору кабелів

Переріз жили, мм ²	Активний опір при 20 °С, Ом/км, жили		Індуктивний опір, Ом/км, кабелю навантаженням, кВ			
	алюміній	мідь	1	6	10	20
10	2,94	1,79	0,073	0,11	0,122	
16	1,84	1,12	0,068	0,102	0,113	—
25	1,17	0,72	0,066	0,091	0,099	0,135
35	0,84	0,51	0,064	0,087	0,095	0,129
50	0,59	0,36	0,063	0,083	0,09	0,119
70	0,42	0,26	0,061	0,08	0,086	0,116
95	0,31	0,19	0,06	0,078	0,083	0,110
120	0,24	0,15	0,06	0,076	0,081	0,107
150	0,2	0,12	0,059	0,074	0,079	0,104
185	0,16	0,1	0,059	0,073	0,077	0,101
240	0,12	0,07	0,058	0,071	0,075	—

Таблиця Б.3 - Розрахункові опори ліній 6 кВ схеми електропостачання

№	X(i)лінії	R(i)лінії	Z(i)лінії
1	0,16	0,10	0,19
2	0,16	0,10	0,19
3	0,24	0,18	0,30
4	0,24	0,21	0,31
5	0,23	0,32	0,39
6	0,39	0,36	0,54
7	0,32	0,44	0,54
8	0,4	0,47	0,62
9	0,57	0,48	0,74
10	0,48	0,48	0,68
11	1,09	0,36	1,15
12	0,39	0,42	0,58
13	0,31	0,35	0,47
14	0,31	0,33	0,45
15	0,39	0,33	0,51
16	0,31	0,33	0,45
17	0,31	0,33	0,45
18	0,31	0,33	0,45
19	0,16	0,11	0,19
20	0,4	0,46	0,6

Таблиця Б.4 - Розрахункові опори трансформаторів ТП

№	X(i) _{ТП}	R(i) _{ТП}	Z(i) _{ТП}
ТП 1	0,03	0,01	0,04
ТП 2	0,03	0,01	0,03
ТП 3	0,1	0,03	0,1
ТП 4	0,05	0,01	0,05
ТП 5	0,03	0,01	0,03
ТП 6	0,41	0,01	0,41
ТП 7	0,05	0,01	0,05
ТП 8	0,04	0,01	0,04
ТП 9	0,04	0,01	0,04
ТП 10	0,05	0,01	0,05
ТП 11	0,01	0,01	0,01
ТП 12	0,01	0,01	0,01
ТП 13	0,04	0,01	0,04
ТП 14	0,08	0,02	0,08
ТП 15	0,01	0,01	0,01
ТП 16	0,04	0,01	0,04
ТП 17	0,04	0,01	0,04
ТП 18	0,03	0,01	0,03

Додаток В

Зведенні відомості про витрати електроенергії за 2017 рік

Витрати активної та реактивної електроенергії за Січень 2017

Дата	ВГП	Клетьевой грузовой подъем	Подземн. Ввод 1 Ввод 2	Всего по шахте	С начала месяца по шахте	Всего за сутки «Подзем- газ»	С начала месяца «Подзем- газ»	Всего за сутки реакт.	С начала месяца tgφ
1	20640	19800	16200	70477	70477	71671	71671		
2	19440	24300	25488	87243	157720	90899	162570		
3	20400	28980	30408	96245	153965	99371	261941		
4	20160	25884	28608	91466	345431	94036	355977		
5	20640	28116	28800	95055	440486	98754	454731		
6	19680	26820	29856	93944	534430	95367	550098		
7	19200	23040	19200	84545	618975	89869	639967		
8	18720	25380	24096	83914	702885	85661	725628		
9	18980	30240	34128	100136	803021	103748	829376		
10	17520	25560	30720	93723	896744	94419	923792		
11	18864	26880	31296	92079	988823	96136	1019928		
12	20016	28800	32184	104206	1093029	108884	1128812		
13	20640	27540	34152	90803	1183832	100381	1229193		
14	19680	18900	31344	87185	1271017	89741	1318934		
15	20400	11520	28848	75577	1346594	77871	1396805		
16	20640	9900	31536	77316	1428910	78397	1475202		
17	24000	10080	28992	75485	1499395	78498	1553700		
18	19680	10836	28896	74528	1573923	74523	1628223		
19	19200	12024	28332	74053	1647976	110031	1738254		
20	18960	18900	31860	84086	1732062	52617	1790871		
21	19200	13500	30192	79941	1812003	81067	1871938		
22	19920	14400	33360	82253	1894256	85982	1957920		
23	18720	14004	30624	78966	1973222	117449	2075369		
24	20880	14616	36360	85302	2058524	51914	2127283		
25	22920	11160	33048	81571	2140095	83104	2210387		
26	20520	12276	31608	80636	2220731	81793	2292180		
27	24384	10296	30588	79504	2300235	82221	2374401		
28	24336	9648	32964	80433	2380668	82302	2456703		
29	21600	12888	33480	81732	2462400	84227	2540930		
30	21480	12852	31752	84002	2546402	86838	2627768		
31	22440	11700	24288	77874	2624276	79278	2707046		

Витрати активної та реактивної електроенергії за Березень 2017

Дата	ВГП	Клетьевой грузовой подъем	Подземн. Ввод 1 Ввод 2	Всего по шахте	С начала месяца по шахте	Всего за сутки «Подзем- газ»	С начала месяца «Подзем- газ»	Всего за сутки реакт.	С начала месяца tgφ
1	17760	6120	22452	63031	63031	65653	65653		
2	18840	3780	22632	58572	121603	58724	124377		
3	19560	11880	30300	76728	198331	80767	205144		
4	21648	19440	33660	93002	291333	96826	301970		
5	22680	23076	31656	96177	387510	96826	398796		
6	26592	32364	30648	88028	475538	95203	493999		
7	24720	8460	26429	76102	551640	77956	571955		
8	25440	2808	20712	61362	613002	63540	635495		
9	26160	6372	25944	72524	685526	72444	707939		
10	25800	11880	32400	83385	768911	86643	794698		
11	23640	11520	33216	84500	854311	86643	881341		
12	21360	10620	29208	75980	930291	78691	960032		
13	22080	12780	32112	80640	1010931	83203	1043235		
14	21600	10980	32304	77942	1088873	78855	1122090		
15	21120	12780	33192	81695	1170568	83389	1206079		
16	22800	12420	32160	80940	1251508	82066	1288145		
17	21840	8640	28704	73396	1324904	75812	1363957		
18	20160	12780	31968	78470	1403374	84613	1448570		
19	20400	10116	32400	73781	1477155	76510	1525080		
20	23544	9684	31368	76459	1553594	81589	1606669		
21	21840	7740	37200	85951	1639545	88524	1695193		
22	21600	18972	36708	85374	1724919	86524	1781717		
23	20880	11628	33444	83150	1808069	85045	1866762		
24	23040	12980	35592	88085	1896154	91742	1958504		
25	24960	12996	25164	89586	1985740	91130	2049634		
26	24120	12204	32304	83094	2068834	123507	2173141		
27	21240	11520	32640	82205	2151129	48107	2191248		
28	20664	11160	33960	78417	2229546	81359	2272607		
29	20640	7560	27176	68962	2298508	66434	2339041		
30	21360	10440	34284	77625	2376133	84871	2423912		
31	21120	13140	35700	82569	2458702	82952	2506864		

Витрати активної та реактивної електроенергії за Квітень 2017

[illegible]

Витрати активної та реактивної електроенергії за Травень 2017

Дата	ВГП	Клетьевой грузовой подъем	Подземн. Ввод 1 Ввод 2	Всего по шахте	С начала месяца по шахте	Всего за сутки «Подзем- газ»	С начала месяца «Подзем- газ»	Всего за сутки реакт.	С начала месяца tgφ
1	24840	4788	20928	60241	60241	43818	43818		
2	25920	4068	21408	55145	115386	74865	118683		
3	25920	6624	29292	71360	186746	69502	188185		
4	25272	10800	32268	81456	218202	85727	273912		
5	23688	11376	32016	80246	348448	82591	356503		
6	25440	10944	33264	82881	431329	87600	444103		
7	26400	9900	33768	80994	512323	81028	525131		
8	24360	10692	30564	79411	591734	80954	606085		
9	25320	6120	26652	69211	660945	70404	676489		
10	25680	6048	27096	68690	729635	69431	745920		
11	25920	10044	32208	78788	808423	81693	827613		
12	24720	9216	32364	79290	887713	106902	934515		
13	24480	6840	30540	74977	962690	47484	981999		
14	24000	9720	32232	78619	1041309	118754	1100753		
15	24480	8460	30624	75191	1116500	75743	1176496		
16	24000	8748	31392	77110	1193610	45053	1221549		
17	24000	6804	28584	71756	1265366	72077	1293626		
18	23765	8928	30696	75323	1340689	126284	1419910		
19	25277	8460	31332	76821	1417510	67148	1487058		
20	24600	11988	30504	79087	1496597	44789	1531827		
21	24720	9540	32148	78436	1575033	117763	1649596		
22	24720	10116	33504	78005	1153038	44425	1694015		
23	23400	8130	25384	65522	1122560	71107	1765122		
24	25680	10620	32896	79247	1801807	79523	1844645		
25	25200	8280	31008	75342	1877149	113392	1958037		
26	25200	17100	30288	74870	1952019	75492	2033529		
27	24720	10008	33528	79077	2031096	79414	2112943		
28	25440	9972	34680	78285	2109381	47925	2160868		
29	25200	10223	30264	76409	2185790	76203	2237071		
30	25320	8100	32388	74964	2260754	79254	2316325		
31	25320	10008	31932	78540	2339294	80250	2396575		

Витрати активної та реактивної електроенергії за Липень 2017

Дата	ВГП	Клетьевой грузовой подъем	Подземн. Ввод 1 Ввод 2	Всего по шахте	С начала месяца по шахте	Всего за сутки «Подзем- газ»	С начала месяца «Подзем- газ»	Всего за сутки реакт.	С начала месяца tgφ
1	24240	7848	31956	73892	73892	75023	75023		
2	24888	8460	32592	75595	149487	75257	150280		
3	24840	6372	29976	69579	219066	71540	221820		
4	25680	8604	29544	71894	290960	72333	294153		
5	24480	8352	32508	75268	366228	76552	370705		
6	24960	8828	32076	76666	442894	107175	477880		
7	25446	8676	29880	73656	516550	77525	555405		
8	24960	9900	35412	79486	596036	47957	603362		
9	25680	10476	29484	76189	672225	77781	681143		
10	24720	10224	32832	76212	748437	76407	757544		
11	24720	8100	30960	72650	821087	75367	832911		
12	24840	9720	31056	71936	893023	103338	908019		
13	24120	7380	30480	72346	965369	73129	985148		
14	24360	10512	34392	78364	1043733	73805	1058953		
15	24480	7344	29352	69467	1113200	72195	1131148		
16	24960	9144	29448	70003	1183203	71441	1202589		
17	24048	8028	24120	64791	1247394	72500	1275089		
18	24192	9828	29844	72108	1320102	46423	1341283		
19	24120	4824	27936	62495	1382597	88393	1412483		
20	25320	7272	25980	60685	1443282	36182	1465858		
21	24720	3528	31668	76005	1503967	105971	1571829		
22	24600	9180	29952	73564	1577531	46465	1618294		
23	24840	10152	33732	76722	1654253	76511	1697805		
24	25440	8460	37432	79292	1733545	78651	1773456		
25	23880	7308	27660	68968	1862513	69541	1842997		
26	24480	12384	34872	76774	1879287	80667	1923664		
27	25560	11016	34527	80787	1960074	78736	2002400		
28	24480	8280	30036	71988	2032062	66184	2068584		
29	24720	8460	29364	71945	2103357	73149	2141733		
30	24768	9468	28740	71644	2175001	990003	2240736		
31	24192	7740	29258	68840	2243841	45346	2286082		

Витрати активної та реактивної електроенергії за Серпень 2017

Дата	ВГП	Клетевой грузовой подъем	Подземн. Ввод 1 Ввод 2	Всего по шахте	С начала месяца по шахте	Всего за сутки «Подзем- газ»	С начала месяца «Подзем- газ»	Всего за сутки реакт.	С начала месяца tgφ
1	24960	7932	29340	69570	69570	70564	70564		
2	24240	7920	31128	72765	142335	73204	143768		
3	25248	7920	31152	71129	213464	106307	250075		
4	24072	9180	34176	71728	285192	66281	316356		
5	25080	4680	27408	64531	349723	70064	386420		
6	24480	8100	32208	74615	424338	71942	451420		
7	24480	8100	30312	70387	494725	77705	529125		
8	25440	9720	31596	74847	569572	78492	607617		
9	24600	11088	32580	66779	636351	76481	684098		
10	25320	6084	29064	79089	715440	41621	725719		
11	24960	7308	30480	74645	790085	105857	831576		
12	24912	9288	33096	76805	866890	77202	908778		
13	25008	9000	30084	73329	940219	77069	985847		
14	24720	10692	33156	66983	1007202	75232	1060996		
15	24960	8280	32424	87397	1094599	78149	1139145		
16	24960	7200	29448	68178	1162777	67804	1206949		
17	25200	7200	32592	73779	1236556	81180	1288129		
18	24480	11088	31223	76539	1313095	76931	1365060		
19	24720	8748	32664	75417	1388512	45627	1410687		
20	25200	9684	32232	76658	1465170	78718	1489405		
21	24960	8820	28800	71252	1536422	55098	1544503		
22	24960	8280	32112	75488	1611910	122288	1666791		
23	25224	5832	29844	69594	1681504	71706	1738498		
24	24000	7164	29172	71680	1753184	74256	1812754		
25	25080	8424	33840	76746	1829930	78462	1891216		
26	25320	8280	33192	77194	1907124	76642	1957858		
27	24768	7380	29904	71695	1978819	71707	2039565		
28	25440	4140	24480	62095	2040914	36391	2075956		
29	24000	3780	25032	63728	2160971	77281	2218441		
30	25320	3240	22392	56329	2160971	77281	2218441		
31	24600	4140	25872	62668	2223639	42904	2261345		

Витрати активної та реактивної електроенергії за Жовтень 2017

Дата	ВГП	Клетевой грузовой подъем	Подземн. Ввод 1 Ввод 2	Всего по шахте	С начала месяца по шахте	Всего за сутки «Подзем- газ»	С начала месяца «Подзем- газ»	Всего за сутки реакт.	С начала месяца tgφ
1	26160	8532	32412	77387	77387	80831	80831		
2	24048	8460	31440	77894	155281	79730	160561		
3	25152	7740	30168	74194	229475	75502	236063		
4	25200	7740	32448	77623	307098	80719	316782		
5	24960	8460	32976	78395	385493	80123	396909		
6	23520	9360	30624	74699	460192	76703	473612		
7	24000	7920	24864	69543	529735	70971	544583		
8	25104	9972	33420	80726	610461	80978	625561		
9	24960	8208	32940	75451	685912	78871	704432		
10	25296	6120	29748	72609	758521	75141	779573		
11	25440	8280	33804	79342	837863	79678	859251		
12	24960	9468	33000	78756	916619	81252	940503		
13	24720	10752	31224	79872	996491	82404	1022907		
14	25440	10440	34128	80498	1076989	82226	1105133		
15	24720	8100	30360	71013	1148002	72861	1177994		
16	25440	9180	33648	81065	1229067	83789	1261783		
17	25680	10440	36780	83346	1312413	117078	1378861		
18	25670	9432	33636	80218	1392631	49378	1428239		
19	26400	8388	34368	77759	1470390	78647	1506886		
20	25200	9324	31536	79947	1550337	82443	1589329		
21	25920	10692	32592	80799	1631136	83799	1673128		
22	26040	12564	32328	82353	1713489	84669	1757797		
23	26040	8820	34632	80740	1794229	81100	1838897		
24	25920	9180	32940	78847	1873076	79459	1918356		
25	26640	7920	33060	80371	1953447	83815	2008171		
26	26400	9720	33936	82390	2035837	84538	2086709		
27	26520	8568	31152	76893	2112730	73390	2160099		
28	25440	9468	32592	81209	2193939	90773	2250872		
29	26640	9324	32328	80933	2274872	81797	2333669		
30	25320	8820	33924	81849	2356721	84369	2417039		
31	26640	9900	34788	83647	2440368	86275	2503313		

Витрати активної та реактивної електроенергії за Грудень 2017

Дата	ВГП	Клетевой грузовой подъем	Подземн. Ввод 1 Ввод 2	Всего по шахте	С начала месяца по шахте	Всего за сутки «Подзем- газ»	С начала месяца «Подзем- газ»	Всего за сутки реакт.	С начала месяца tgφ
1	20640	10512	29856	74581	74581	76561	76561	9420	0,09
2	20880	6408	30696	72965	147546	78265	149826	2196	0,02
3	19680	7812	28656	71817	219363	72825	222651	2644	0,03
4	20400	5688	27672	68467	287830	69487	292138	696	0,01
5	20400	9000	30444	72093	359923	74469	366607	7704	0,103
6	20400	9504	32604	77973	437896	78141	444748	10908	0,10
7	20880	13788	33768	83605	521501	86893	531641	10944	0,125
8	20400	17208	32544	86410	607911	86134	617775	10056	0,123
9	20400	14940	30012	82262	690173	86474	704249	5220	0,06
10	20640	13680	31044	81748	771921	83488	787737	5448	0,07
11	20496	12888	25656	76395	848316	76839	864132	440	0,005
12	20784	10980	26244	70900	919216	72400	936532	4140	0,05
13	20400	11772	27204	74598	993814	75306	1011838	1056	0,014
14	20400	18288	29388	84676	1078490	83896	1095734	21112	0,025
15	19680	15732	28716	77608	1156098	90208	1185942	7080	0,08
16	20232	20844	30672	90073	1246171	92605	1278547	9120	0,09
17	19560	24660	27336	82284	1335555	91424	1369971	5628	0,061
18	19968	21996	26496	86912	1422467	87018	1457039	1140	0,01
19	19200	18468	27264	84089	1506556	87989	1545028	4452	0,05
20	19680	19512	31848	87988	1594544	92428	1637456	10620	0,114
21	19680	14184	39856	82309	1676853	77877	1716333	8700	0,11
22	20400	18936	28992	83914	1760767	89368	1805701	6876	0,08
23	20640	20700	33336	92193	1852960	93981	1899682	12864	0,13
24	20520	18252	28908	85448	1938403	83048	1982730	5424	0,06
25	20280	10260	26700	73746	2012154	82050	2064780	10272	0,125
26	20520	9720	25680	68140	2080294	69148	2133928	2940	0,004
27	20280	11664	35928	85611	2165905	85611	2219539	11676	0,13
28	20640	12600	36408	84031	2249936	85171	2304710	10992	0,12
29	19560	9900	29328	75764	2325700	77408	2382118	8640	0,11
30	20520	8640	36624	80519	2406219	84059	2466177	8220	0,09
31	19800	7956	32956	76052	2482271	78200	2544377	5652	0,07

Додаток Г

Розподіл втрат потужностей в трансформаторах при математичній моделі 1
(навантаження пропорційні потужності споживачів)

№	P	Q	S	S _H	P _{кз}	P _{хх}	ΔP _{сум}
ТП1	159,00	15,90	159,79	160,00	1,58	0,86	2,4359
ТП2	224	22,40	225,12	180	2,05	1,04	4,2465
ТП3	277	27,70	278,38	160	1,56	0,86	5,5824
ТП4	132	13,20	132,66	320	2,95	1,42	1,927
ТП5	309	30,90	310,54	630	4,35	2,05	3,1069
ТП6	360	36,00	361,80	320	2,95	1,42	5,1909
ТП7	136	13,60	136,68	400	3,05	1,64	1,9961
ТП8	0	0,00	0,00	400	3,05	1,64	1,64
ТП9	55	5,50	55,27	400	3,05	1,64	1,6982
ТП10	300	30,00	301,50	320	2,95	1,42	4,0387
ТП11	0	0,00	0,00	630	4,7	2,06	2,06
ТП12	327	32,70	328,63	630	4,7	2,06	3,3389
ТП13	100	10,00	100,50	400	3,05	1,64	1,8325
ТП14	320	32,00	321,60	630	4,7	2,06	3,2847
ТП15	236	23,60	237,18	630	4,7	2,06	2,7261
ТП16	352	35,20	353,76	400	3,05	1,64	4,0255
ТП17	99	9,90	99,49	400	3,05	1,64	1,8287
ТП18	284	28,40	285,42	180	2,05	1,04	6,1943
Всього	3670,00		3688,00		57,54	28,19	57,153

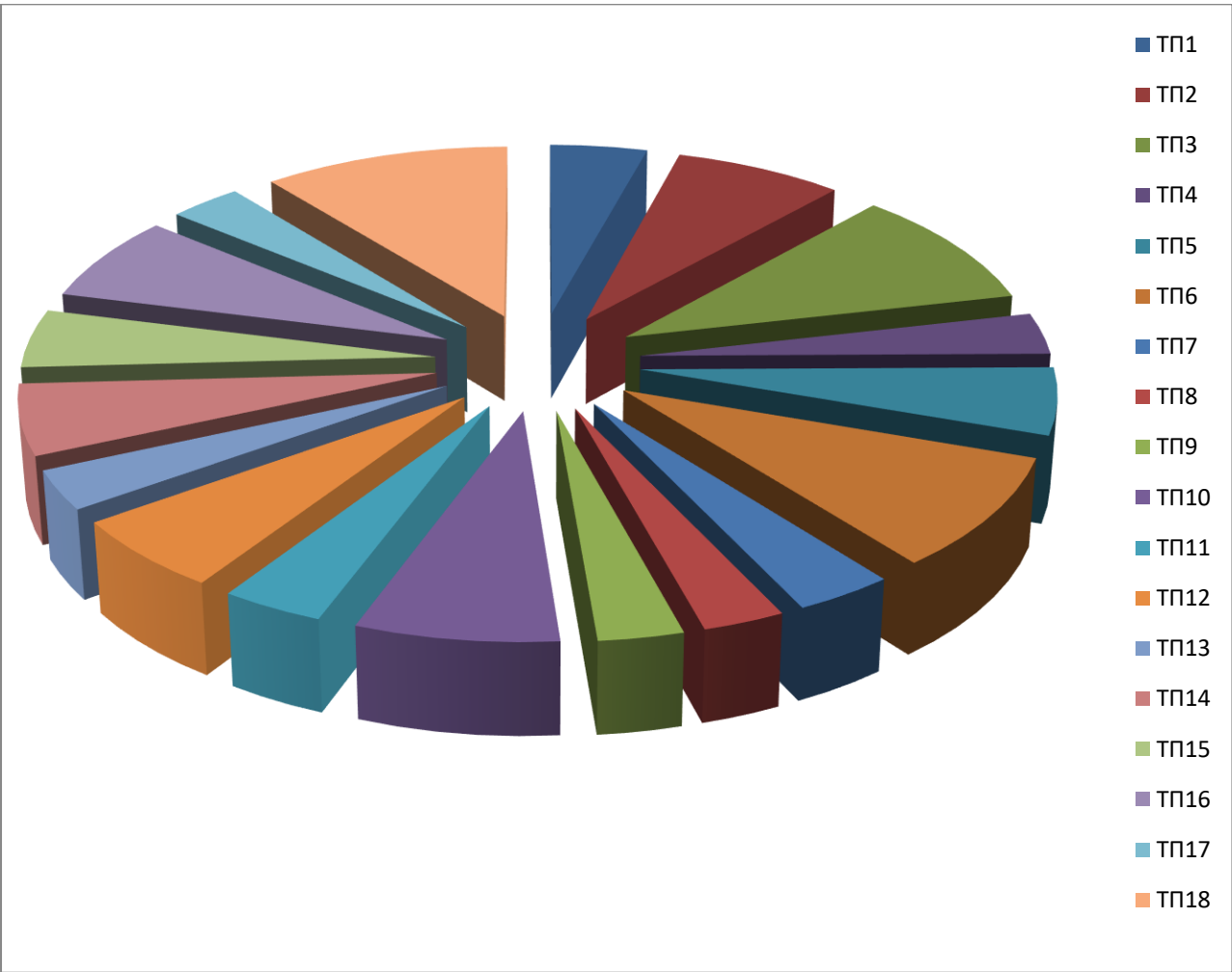


Рисунок Г.1 Діаграма розподілу втрат потужності при математичній моделі 1

Додаток Г

Розподіл втрат потужностей в трансформаторах при математичній моделі 2
(Навантаження пропорційні номінальним потужностям трансформаторів)

№	P	Q	S	S _н	P _{кз}	P _{хх}	ΔP _{сум}
ТП1	84,80	8,48	85,22	160,00	1,58	0,86	1,3083
ТП2	95,4	9,54	95,88	180	2,05	1,04	1,6216
ТП3	84,8	8,48	85,22	160	1,56	0,86	1,3026
ТП4	169,6	16,96	170,45	320	2,95	1,42	2,2569
ТП5	333,9	33,39	335,57	630	4,35	2,05	3,2841
ТП6	169,6	16,96	170,45	320	2,95	1,42	2,2569
ТП7	212	21,20	213,06	400	3,05	1,64	2,5053
ТП8	212	21,20	213,06	400	3,05	1,64	2,5053
ТП9	212	21,20	213,06	400	3,05	1,64	2,5053
ТП10	169,6	16,96	170,45	320	2,95	1,42	2,2569
ТП11	333,9	33,39	335,57	630	4,7	2,06	3,3934
ТП12	333,9	33,39	335,57	630	4,7	2,06	3,3934
ТП13	212	21,20	213,06	400	3,05	1,64	2,5053
ТП14	333,9	33,39	335,57	630	4,7	2,06	3,3934
ТП15	333,9	33,39	335,57	630	4,7	2,06	3,3934
ТП16	212	21,20	213,06	400	3,05	1,64	2,5053
ТП17	212	21,20	213,06	400	3,05	1,64	2,5053
ТП18	95,4	9,54	95,88	180	2,05	1,04	1,6216
Всього	3810,70		3829,71		57,54	28,19	44,515

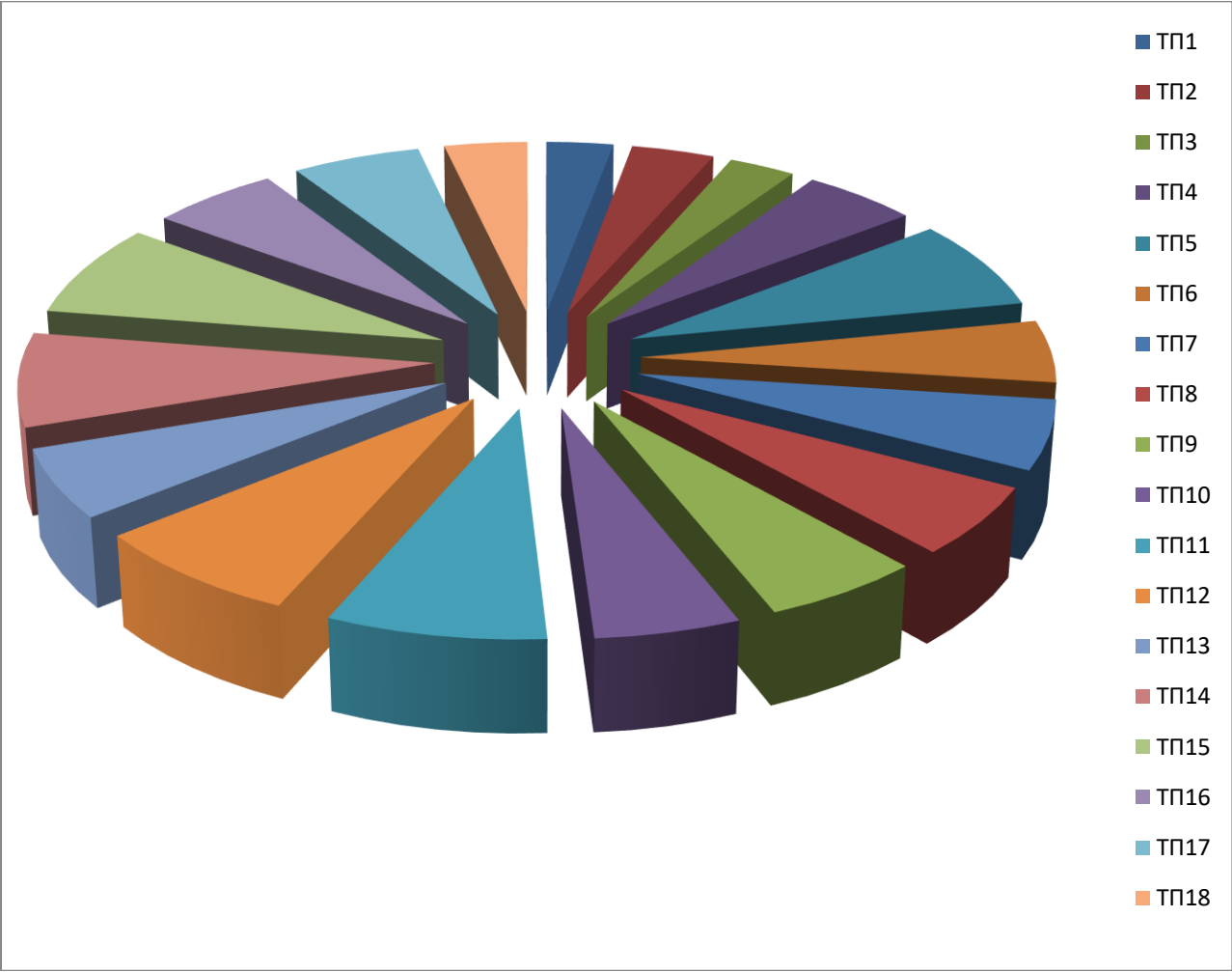


Рисунок Г.1 - Діаграма розподілу втрат потужності при математичній моделі 2

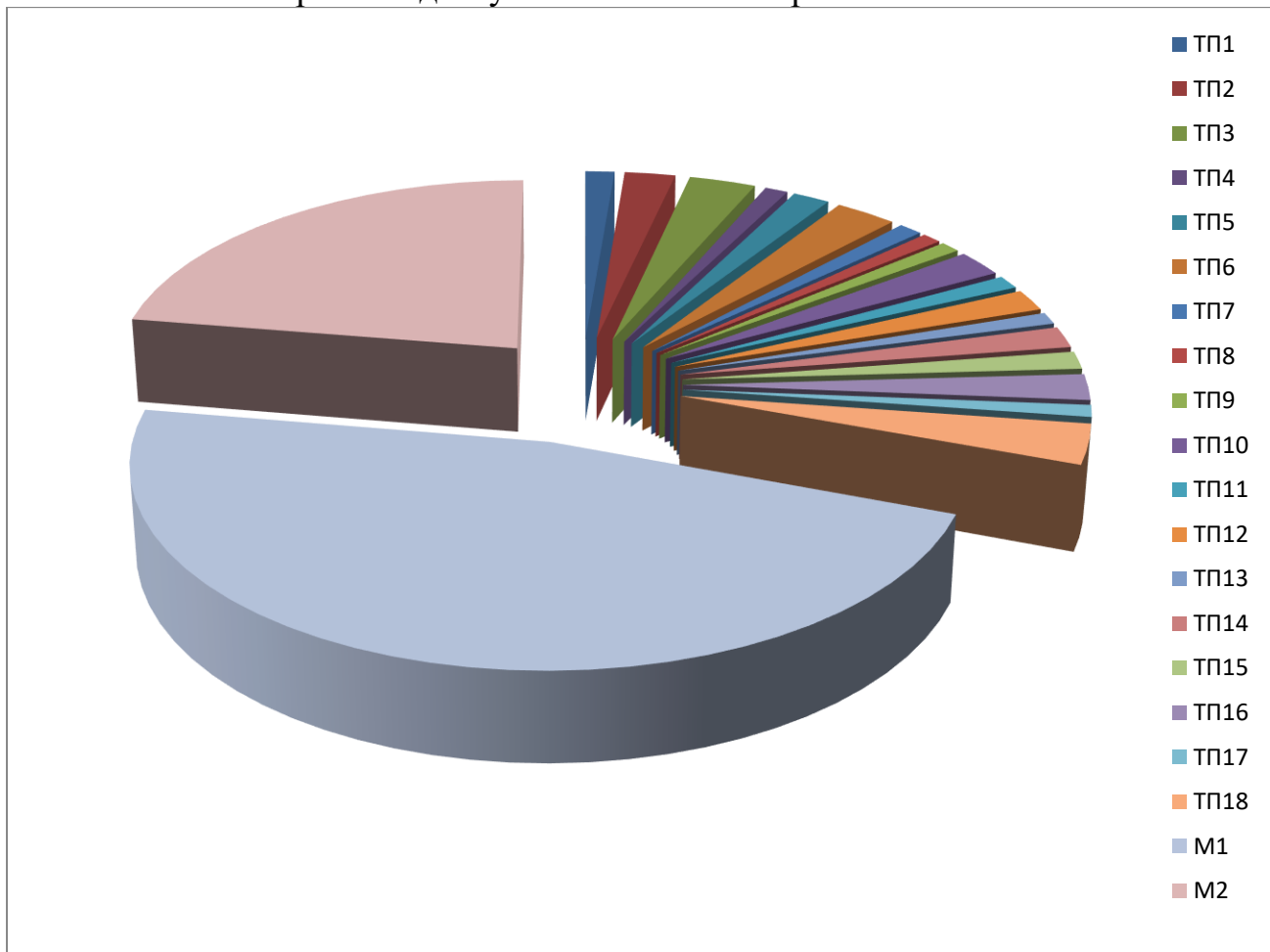
Додаток Д

Урахування втрат потужності в двигунах

Таблиця Д.1 Розрахунок втрат потужності у високовольтних асинхронних двигунах

№ двигуна	Р _{дв.} ,кВт	Cos φ	ККД	ΔР _{сум} ,кВт·год	ΔР _{сум} ,кВт·год/рік
М1	800	0,86	0,89	88	770880
М2	400	0,85	0,87	42	367920
Всього					1138800

Рисунок Д.1 Діаграма розподілу втрат активної потужності у трансформаторах та асинхронних двигунах системи електропостачання



Додаток Е

Таблиця Е.1 - Втрати електроенергії у підземних трансформаторних підстанціях.

№	Р кВт	Q кВАр	S кВА	S _н кВ А	Р _{кз} кВт	Р _{хх} кВт	К _з	ΔР кВт ·год	ΔР _{річ} кВт·год/ рік	ΔQ кВАр ·год	ΔQ кВАр·г од/рік
ТП1	159	15,9	159,79	160	1,58	0,86	1	2,44	21338	4,19	36704
ТП2	224	22,4	225,12	180	2,05	1,04	1,25	4,25	37199	4,0	35040
ТП3	142	14,7	152,7	160	1,56	0,86	0,95	4,48	39266	4,06	35566
ТП4	132	13,2	132,66	320	2,95	1,42	0,41	1,93	16881	6,09	53348
ТП5	309	30,9	310,54	630	4,35	2,05	0,49	3,11	27216	8,21	71920
ТП6	360	36,0	361,80	320	2,95	1,42	1,13	5,19	45472	6,12	53611
ТП7	136	13,6	136,68	400	3,05	1,64	0,34	2,0	17486	6,01	52647
ТП8	0	0,00	0,00	400	3,05	1,64	0	1,64	14366	6,0	52560
ТП9	55	5,50	55,27	400	3,05	1,64	0,14	1,7	14876	6,01	52647
ТП10	300	30,0	301,50	320	2,95	1,42	0,94	4,04	35379	6,11	53524
ТП11	0	0,00	0,00	630	4,7	2,06	0	2,06	18046	6,93	60706
ТП12	327	32,7	328,63	630	4,7	2,06	0,52	3,34	29249	6,95	60882
ТП13	100	10,0	100,50	400	3,05	1,64	0,25	1,83	16052	6,0	52560
ТП14	320	32,0	321,60	630	4,7	2,06	0,51	3,29	28774	6,95	60882
ТП15	236	23,6	237,18	630	4,7	2,06	0,38	2,73	23881	6,94	60794
ТП16	352	35,2	353,76	400	3,05	1,64	0,88	4,03	35263	6,03	52823
ТП17	99	9,90	99,49	400	3,05	1,64	0,25	1,83	16019	6,0	52560
ТП18	167	16,5	183,5	180	2,05	1,04	1,02	5,37	47079	4,0	35040
Всього									483842		933814